

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82736-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Терминалы противоаварийной автоматики и релейной защиты ТПА-01

Назначение средства измерений

Терминалы противоаварийной автоматики и релейной защиты ТПА-01 (далее – терминалы) предназначены для измерений силы переменного и постоянного тока, напряжения переменного тока, частоты переменного тока и разности фаз в электрических сетях.

Описание средства измерений

Принцип действия терминалов основан на получении оцифрованных значений электрических сигналов посредством аналого-цифрового преобразования и приема по цифровым протоколам, расчете на основе полученных значений текущих параметров электрического режима, выполнении алгоритмов управления и выдаче данных по цифровым протоколам в режиме реального времени.

Конструктивно терминалы состоят из:

- терминала ТПА-01 (с набором модулей ввода аналоговых сигналов тока и напряжения, модулей ввода/вывода дискретных сигналов);
- преобразователей измерительных многофункциональных М-1 (до 12 штук).

Терминалы представляют собой промышленные, проектно-компонуемые, программно-конфигурируемые, модульные средства измерений с функциями регистрации, хранения и выдачи результатов измерений по цифровым протоколам.

Терминалы могут устанавливаться в комплексы противоаварийной автоматики и релейной защиты МКПА-РЗ, общий вид которых представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид комплексов противоаварийной автоматики и релейной защиты МКПА-РЗ

Составными частями терминалов являются:

- модуль системный;
- модуль расширения;
- кросс-плата (объединительная плата);
- лицевая панель;
- модуль питания;
- модули аналогового ввода;
- модули дискретного ввода;
- модули сигнального дискретного вывода;
- модули комбинированные сигнального дискретного вывода и дискретного ввода;
- модуль управления выключателем (модуль АУВ).

Терминалы выполняют следующие основные функции:

- ввод дискретных и аналоговых сигналов;
- реализация управляющих воздействий;
- измерение параметров электрического режима;
- синхронизация системного времени;
- цифровой обмен данными;
- реализация функций назначения;
- дистанционное управление;
- регистрация и осциллографирование аварийных событий;
- ведение журнала событий;
- наличие интерфейса человек-машина;
- выполнение самодиагностики;
- формирование аварийно-предупредительной сигнализации и индикации;
- соблюдение требований информационной безопасности.

Терминалы выпускаются в модификациях, отличающихся видом лицевой панели, габаритными размерами и количеством посадочных мест для модулей ввода/вывода.

Структура условного обозначения модификаций терминалов:

ТПА-01-ХКХХ-ХХХХХ

Код лицевой панели:

- 1 – с индикаторами, без органов управления;
- 2 – с жидкокристаллическим индикатором;
- 3 – с графическим дисплеем.

Код конструктива:

- 28 – ширина×высота×глубина – 199×267×258 мм, 2 посадочных места для модулей ввода/вывода;
- 42 – ширина×высота×глубина – 270×267×258 мм, 5 посадочных мест для модулей ввода/вывода;
- 63 – ширина×высота×глубина – 381×267×258 мм, 9 посадочных мест для модулей ввода/вывода;
- 84 – ширина×высота×глубина – 483×267×258 мм, 13 посадочных мест для модулей ввода/вывода.

Код устанавливаемых модулей ввода/вывода в порядке следования слева направо с задней стороны:

- А – модуль ввода аналоговых сигналов на 4 канала напряжения переменного тока и 4 канала силы переменного тока ¹⁾;
- В – модуль ввода 8 аналоговых сигналов напряжения переменного тока ¹⁾;
- С – модуль ввода 8 аналоговых сигналов силы переменного тока ¹⁾;
- М – модуль ввода аналоговых сигналов на 5 каналов напряжения переменного тока и 3 канала силы переменного тока ¹⁾;
- Р – модуль ввода 8 аналоговых сигналов силы постоянного тока ¹⁾;
- Т – модуль ввода аналоговых сигналов на 3 канала напряжения переменного тока и 3 канала силы переменного тока, и на 2 канала силы постоянного тока ¹⁾;
- Д – модуль ввода 16 дискретных сигналов без режекции;
- Е – модуль ввода 16 дискретных сигналов с режекцией;
- F – модуль ввода 8 дискретных сигналов без режекции и вывода 8 дискретных сигналов;
- Г – модуль ввода 8 дискретных сигналов с режекцией и вывода 8 дискретных сигналов;
- О – модуль вывода на 16 сигнальных дискретных выходов на электромеханических реле;
- Н – модуль вывода на 16 сигнальных дискретных выходов на твердотельных реле;
- І – модуль управления выключателем на 3 дискретных выхода на твердотельных реле;
- U – модуль расширения ²⁾;
- п – модуль не установлен.

¹⁾ Модули типа «А», «В», «С», «М», «Р», «Т» устанавливаются только в самые правые посадочные места в количестве:

- до двух в конструктиве 28;
- до пяти в конструктивах 42, 63 и 84.

²⁾ Модуль типа «U» устанавливается только в самое левое посадочное место.

Заводской номер наносится любым технологическим способом на заднюю панель терминалов в виде цифрового или буквенно-цифрового кода.

Общий вид терминалов с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунках 2 – 5.2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломбирование с нанесением знака поверки.



Рисунок 2 – Общий вид терминалов в конструктиве 28 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Место ограничения доступа к местам настройки (регулировки)



Рисунок 3 – Общий вид терминалов в конструктиве 42 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)



Рисунок 4.1 – Передняя панель терминалов в конструктиве 63

Место ограничения доступа к местам
настройки (регулировки)

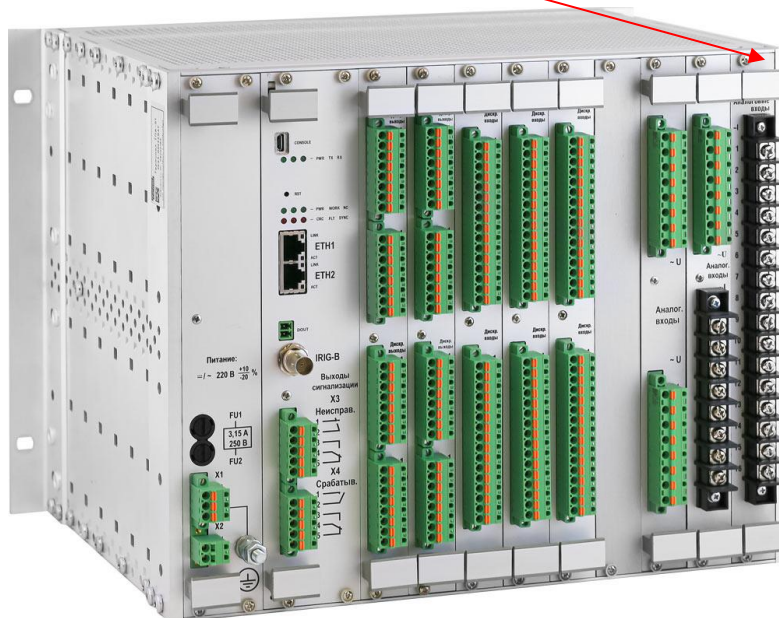


Рисунок 4.2 – Задняя панель терминалов в конструктиве 63 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)



Рисунок 5.1 – Передняя панель терминалов в конструктиве 84

Место ограничения доступа к местам
настройки (регулировки)

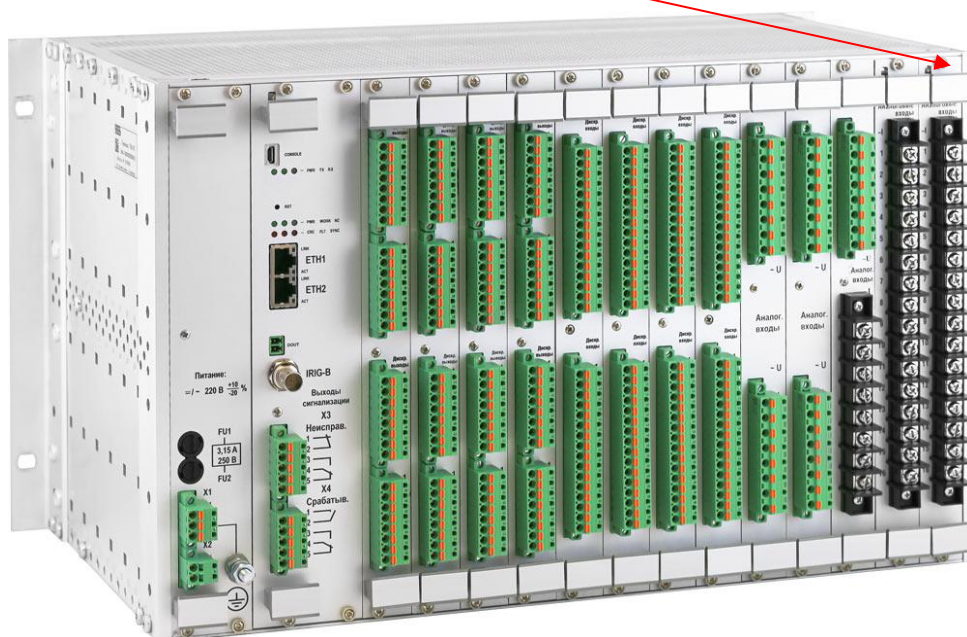


Рисунок 5.2 – Задняя панель терминалов в конструктиве 84 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) терминалов делится на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Метрологические характеристики терминалов нормированы с учетом влияния ПО.

Метрологически незначимая часть программного обеспечения допускает внесение только таких изменений и дополнений, которые не влияют на идентификационные данные метрологически значимой части.

Для просмотра данных и конфигурирования терминалов применяется внешнее ПО «DiCon», которое не является метрологически значимым и предназначено для внесения изменений и дополнений, настройки протоколов обмена данными не влияющих на метрологические характеристики терминалов.

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО терминалов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	prosoft_rzpa
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0
Цифровой идентификатор ПО	-

В качестве встроенного средства защиты информации ПО имеет в своем составе программный модуль «Апрель» версии 5.0.

Основные функции программного модуля «Апрель»:

- анализ всего входящего трафика по всем сетевым интерфейсам для обеспечения единого и контролируемого доступа к ресурсам терминалов;

- предоставление механизма для задания паролей и прав доступа пользователей;
- разграничение прав доступа к ресурсам терминалов, в том числе к настройкам метрологически значимой части ПО, с помощью авторизации пользователей;
- протоколирование в журнале событий любых попыток авторизации, успешных или неуспешных.

Программное обеспечение терминалов сохраняет в файле параметров настройки терминалов данные о дате и времени его последнего изменения.

Программное обеспечение терминалов поддерживает выполнение свободно программируемой логики.

Метрологические и технические характеристики

Терминалы имеют диапазоны показаний напряжения, силы переменного тока в диапазоне от 0 до нижнего предела диапазона измерений.

Пределы допускаемых погрешностей измерений характеристик переменного тока нормируются для основной гармоник с частотой в диапазоне от 45 до 55 Гц.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Измеряемая величина	Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной (δ), абсолютной (Δ) погрешности измерений	Примечание
Сила постоянного тока	от -150 до +150 мА	$\Delta = \pm 0,45$ мА	–
Действующее значение напряжения переменного тока ¹⁾	$(от\ 0,05\ до\ 2,0) \cdot U_n$	$\delta = \pm 0,1\ \%$	U_n ³⁾ = 100 В
Действующее значение силы переменного тока	$(от\ 0,04\ до\ 0,1\ включ.) \cdot I_n$	$\delta = \pm 1,0\ \%$	I_n ⁴⁾ = 1; 5 А
	$(св.\ 0,1\ до\ 2,0\ включ.) \cdot I_n$	$\delta = \pm 0,1\ \%$	
	$(св.\ 2\ до\ 40\ включ.) \cdot I_n$	$\delta = \pm 1,0\ \%$	
Частота переменного тока	от 45 до 55 Гц	$\Delta = \pm 0,01$ Гц	–
Разность фаз ²⁾	от 0° до 360°	$\Delta = \pm 0,3^\circ$	–
¹⁾ действующее значение фазного и линейного напряжения переменного тока; ²⁾ разность фаз синусоидальных сигналов на любых двух аналоговых входах; ³⁾ номинальное значение напряжения переменного тока; ⁴⁾ номинальное значение силы переменного тока.			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	от 110 до 370 от 85 до 264 от 47 до 63
Потребляемая мощность, Вт, не более	75
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре +25 °С, % – высота над уровнем моря, м, не более	от +1 до +45 до 80 2000
Общее количество дискретных входов, не более	208

Наименование характеристики	Значение
Общее количество аналоговых входов, не более	40
Общее количество сигнальных дискретных выходов, не более	208
Общее количество дискретных выходов в цепях управления выключателем, не более	39
Поддерживаемые цифровые протоколы передачи данных	МЭК 61850-8-1 (GOOSE) МЭК 61850-8-1 (MMS) МЭК 61870-5-104
Отклонение шкалы системного времени от шкалы UTC при синхронизации по протоколам PTPv2 и IRIG-B, мкс	±1
Отклонение шкалы системного времени от шкалы UTC при совместной синхронизации по протоколам 1PPS и NTPv4 (SNTPv4), мс	±1
Отклонение шкалы системного времени от шкалы UTC при автономном хранении в течение 10 с, мс	±1
Время установления рабочего режима при подаче питания, с, не более	10
Допустимый режим работы	непрерывный
Среднее время наработки на отказ сменного элемента, ч	125000
Срок службы, лет	25
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более: – конструктив 28 – конструктив 42 – конструктив 63 – конструктив 84	199×267×258 270×267×258 381×267×258 483×267×258
Масса, кг, не более	12

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель терминалов любым технологическим способом, на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Терминал противоаварийной автоматики и релейной защиты ТПА-01	ПБКМ.421445.030	1 шт.
Преобразователи измерительные многофункциональные М-1	ПБКМ.411618.001	1 комплект ¹⁾
Ведомость эксплуатационной документации	ПБКМ.421445.030 ВЭ	1 экз.
Паспорт	ПБКМ.421445.030 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ПБКМ.421445.030 РЭ	1 экз.
Описания функций и алгоритмов противоаварийной автоматики и релейной защиты	-	1 комплект ²⁾
Руководство пользователя на программное обеспечение «DiCon»	ПБКМ.62.01.29.000-100 РП	1 экз.
USB-флеш-накопитель с программным обеспечением и документацией в электронном виде	-	1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Запасные части и инструментальные принадлежности по Ведомости ЗИП	-	1 комплект ³⁾
¹⁾ Состав комплекта преобразователей определяется по согласованию с заказчиком. ²⁾ Состав комплекта определяется функциональным назначением терминала. ³⁾ Состав комплекта ЗИП определяется по согласованию с заказчиком.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к терминалам противоаварийной автоматики и релейной защиты ТПА-01

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»

ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»

ПБКМ.421445.030 ТУ «Терминалы противоаварийной автоматики и релейной защиты ТПА-01. Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)

Адрес деятельности: 620085, г. Екатеринбург, ул. Дорожная, 37

Место нахождения и адрес юридического лица: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а

ИНН 6660149600

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82737-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Дайдо Металл Русь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Дайдо Металл Русь» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, формирование отчетных документов с возможностью оформления.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже одного раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится независимо от величины расхождения.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	ParseBin.dll	Par-seIEC.dll	Parse-Mod-bus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroN SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	РП-9 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч. 13	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 500/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
2	РП-9 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч. 14	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 500/5 Рег. № 30709-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,3	3,2
							Реак- тивная	2,5	5,5
3	РП-9 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. ввод СН	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,0	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +15 до +30 от +15 до +30 от +19 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	МП ЭПР-352-2021	1
Формуляр	36322452.02.101-2021 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Дайдо Металл Русь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Дайдо Металл Русь»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоГАРАНТЪ»
(ООО «ЭнергоГАРАНТЪ»)

ИНН 5262362127

Адрес: 603089, Нижегородская обл., г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 22А, офис 23

Телефон: (919) 660-18-63

E-mail: engar00@list.ru

Испытательный центр

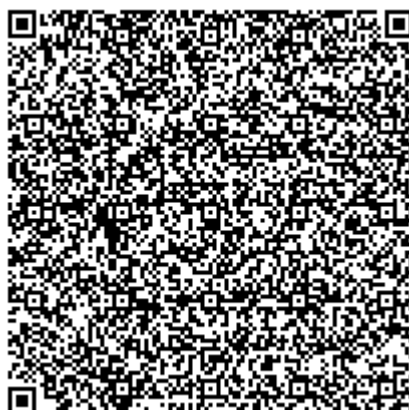
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82738-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Пресненский машиностроительный завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Пресненский машиностроительный завод» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на модем и далее по каналам связи стандарта GSM – на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ, часы сервера и счетчиков. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Синхронизация встроенных часов оборудования АИИС КУЭ осуществляется при помощи УССВ. Часы сервера синхронизированы с УССВ, сличение 1 раз в 30 мин. Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов сервера и УССВ на ± 1 с.

Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже чем раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.11.02
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические харак- теристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТП-24996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP ProLiant DL 160 Gen8	Актив- ная	1,0	3,2
		Рек- тивная		2,1			5,5		
2	ТП-24996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
		Рек- тивная		2,1			5,5		
3	ТП-24996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-3	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
		Рек- тивная		2,1			5,5		
4	ТП-24996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-4	ТШП 0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 15173-01 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
		Рек- тивная		2,1			5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП-25996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТИ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 48529-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP ProLiant DL 160 Gen8	Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
6	ТП-25996 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТИ Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 48529-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ART2-03 PR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	6
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от +10 до +35 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 74500 2 120000 0,5
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШП 0,66	12
Трансформаторы тока измерительные	ТІ	6
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	6
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL 160 Gen8	1
Методика поверки	МП ЭПР-355-2021	1
Паспорт-формуляр	ЦЭДК.411711.079.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Пресненский машиностроительный завод», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Пресненский машиностроительный завод»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Энергосбытовая компания «Центрэнерго» (ООО «Центрэнерго»)

ИНН 7703728269

Адрес: 123242, г. Москва, пер. Кудринский, д. 3Б, стр. 2, эт. 2, пом. I, ком. 21

Телефон: (495) 641-81-05

Факс: (495) 025-05-81

Web-сайт: www.centrenergo.ru

E-mail: info@centrenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

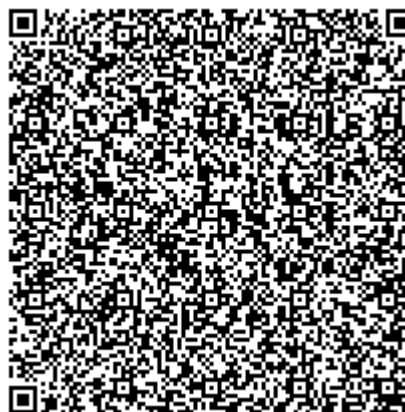
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



Регистрационный № 82739-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения 4MR12 ZEK

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения 4MR12 ZEK (далее - трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и (или) устройствам защиты, автоматики, сигнализации и управления в сетях до 35 кВ.

Описание средства измерений

Трансформаторы представляют собой масштабные преобразователи индуктивного типа, однофазные, с одним изолированным выходом первичной обмотки, другой конец первичной обмотки при эксплуатации заземляется. Первичные и вторичные обмотки залиты специальной смолой, которая обеспечивает основную изоляцию и создает «корпус» трансформатора. Выводы вторичных обмоток помещены в контактной коробке, закрепленной на основании.

Трансформаторы могут устанавливаться в любом положении и крепятся четырьмя болтами через отверстия в металлическом основании. На основании трансформатора имеется клемма для заземления. Клеммная коробка вторичных выводов снабжена изоляционной крышкой, которая пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа.

Внешний вид трансформатора представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на самоклеящуюся информационную табличку (шильд) на корпусе.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и схема пломбировки
от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Исполнение трансформатора	4MR12 ZEK
Номинальное напряжение первичной обмотки, В	10000:√3
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	
- основная	100:√3
-дополнительная	100:3
Коэффициент трансформации	10000:√3/100:√3
Класс точности вторичной обмотки	
- основная	0,5
-дополнительная	3Р
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	
- основная	50
-дополнительная	75

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	16/10951 04, 16/10951 03, 16/10951 02 16/10951 09, 16/10951 08, 16/10951 06
Год выпуска	2016
Габаритные размеры, не более, мм	320x150x220
Масса, не более, кг	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения (заводские номера: 16/10951 04, 16/10951 03, 16/10951 02, 16/10951 09, 16/10951 08, 16/10951 06)	4MR12 ZEK	6 шт.
Трансформатор напряжения 4MR12 ZEK. Паспорт	-	6 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

отсутствуют.

Нормативные документы

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Изготовитель

Фирма «Siemens AG», Германия
Адрес: Freyeslebenstrasse 1, 91058 Erlangen, Germany
Телефон: +49 (0) 180-524-70-00
Факс: +49 (0) 180-524-70-00
Web-сайт: www.siemens.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

ИНН: 7736042404

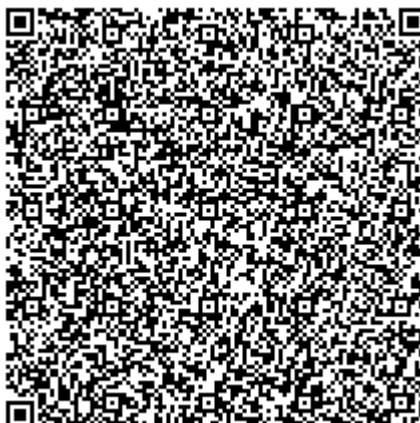
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа №30004-13 от 29.03.2018 г.



Регистрационный № 82740-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-110-57 У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Общий вид средства измерений и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на самоклеящуюся информационную табличку (шильд) на корпусе.

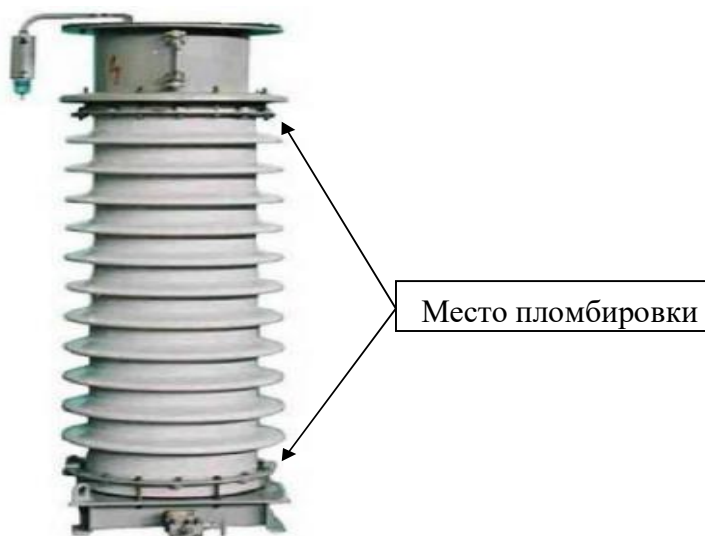


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	110/ $\sqrt{3}$		
Номинальное напряжение: - вторичной обмотки $U_{2ном}$, В - дополнительной обмотки, В	100/ $\sqrt{3}$ 100		
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50		
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5	1	3
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400	600	1200
Предельная мощность, В·А	2000		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40		
Габаритные размеры, мм	845x1715x728		
Масса, кг	640		
Год выпуска	1979		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения (заводские номера: 1838, 2192, 2233)	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Паспорт	НКФ-110-57 У1	3 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

отсутствуют.

Нормативные документы

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1979 году)
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 3

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

ИНН: 7736042404

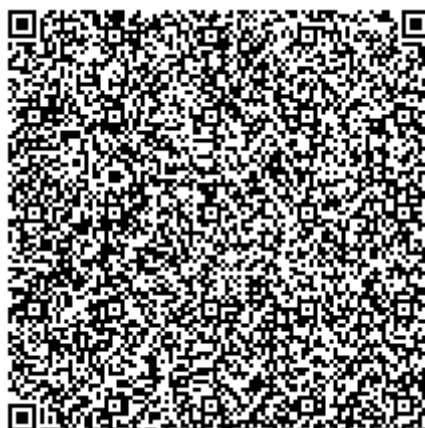
Телефон: +7(495) 437-55-77

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



Регистрационный № 82741-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б ШУ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б ШУ1 (далее- трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока ТФЗМ 110Б ШУ1 основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформатора создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока выполнены в виде опорной конструкции. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Общий вид трансформаторов тока и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунке 1.

Знак поверки наносится на крышку клеммной коробки или на свидетельство о поверке.

Заводской номер трансформатора наносится на самоклеящуюся информационную табличку (шильд) на корпусе.



Рисунок 1 - Общий вид средства измерений и схема пломбировки
от несанкционированного доступа

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Исполнение трансформатора	ТФЗМ-110Б-ШУ1					
Заводской номер	149, 172, 182	2305, 2693, 2781, 2811, 2837, 2838, 2841, 2846, 2849, 2850, 2899, 9074	2800, 2814, 9093	9006, 9112, 9123	339, 340, 341, 346, 349, 352	396, 397, 398
Год выпуска	1999	1987	1990	1991	2003	2005
Номинальное напряжение, кВ	110					
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126					
Номинальный первичный ток, А	1000-2000					
Номинальный вторичный ток, А	5					
Коэффициент трансформации	1000/5, 2000/5					
Класс точности	0,5				0,5S	0,2S
Номинальная частота, Гц	50, 60					
Номинальная мощность вторичной обмотки (основной и дополнительной), ВА	20					

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С	от -45 до +40
Габаритные размеры, мм	от 650x1590x670 до 720x1590x685
Масса, кг	485

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока (заводские номера: 149, 172, 182, 2305, 2693, 2781, 2811, 2837, 2838, 2841, 2846, 2849, 2850, 2899, 9074, 2800, 2814, 9093, 9006, 9112, 9123, 339, 340, 341, 346, 349, 352, 396, 397, 398)	ТФЗМ 110Б ШУ1	30 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ 110Б ШУ1. Паспорт	-	30 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений
отсутствуют.

Нормативные документы

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

Изготовитель

Открытое Акционерное Общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»
(ОАО «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры»), Украина
Адрес: Украина, 69069, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, 13
Тел. (факс): (061) 220-64-00, (061) 220-63-19
Web-сайт: <http://www.zva.zp.ua>
e-mail: office@zva.zp.ua

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

ИНН: 7736042404

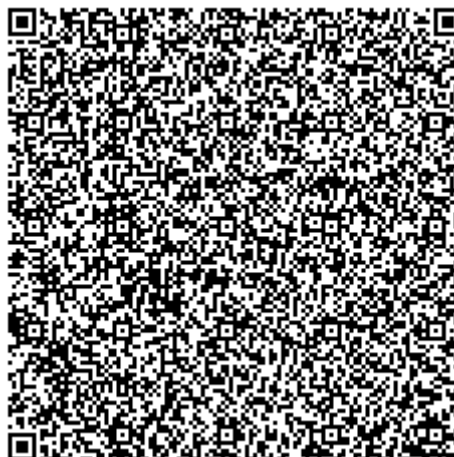
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46, ФГУП «ВНИИМС»

Телефон (495) 437-55-77, факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82742-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Лучегорский угольный разрез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Лучегорский угольный разрез» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ) в части ИИК 3...15, включает в себя устройство сбора и передачи данных МИР КТ-51М (далее по тексту – УСПД), каналообразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени МИР РЧ-02 (далее – УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» и технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков в части ИИК 3...15 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналам связи на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков в части ИИК 1, 2, 16...21 поступает на сервер БД в составе ИВК.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время часов сервера БД синхронизировано с сигналами точного времени от УССВ. Коррекция времени УСПД производится от сервера БД. Сравнение времени сервера БД с временем УСПД осуществляется при каждом опросе. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера БД и часов УСПД более, чем на ± 1 с. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени УСПД с временем счетчиков в части ИИК 3...15. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем УСПД более, чем на ± 2 с. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени сервера БД с временем счетчиков в части ИИК 1, 2, 16...21. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД более, чем на ± 2 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение	
1	2	
Идентификационное наименование ПО	УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ AppServ.dll	ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReader.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.4.0.981	не ниже 2.0.23.0
Цифровой идентификатор ПО	11FAF6DF5A4361A17349C3 20A3404DA5	C763014E2889B4768DFFCB 7D88937037
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Насосная, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.3	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG-1Т-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	- / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
2	ПС 110 кВ Насосная, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.4	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG-1Т-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
3	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.5	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР КТ-51М Рег.№ 38066-10 / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
4	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.6	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-08	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР КТ-51М Рег.№ 38066-10 / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
5	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.15	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР КТ-51М Рег.№ 38066-10 / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.17	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР КТ-51М Рег.№ 38066-10 / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
7	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.18	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
8	ПС 110 кВ Разрез, РУ-6кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.22	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-08	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 17158-98	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
9	ПС 110 кВ Надаровская, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-1	ТПК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 22944-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3
10	ПС 110 кВ Надаровская, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ Т-2	ТПК-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1500/5 Рег. № 22944-07	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
11	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Тяговая-1	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Тяговая-2	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14	МИР КТ-51М Рег.№ 38066-10 / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
13	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Юго-Западная- Горная- Центральная	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
14	ПС 110 кВ Надаровская, ОРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ Юго-Западная- Центральная	SB 0,8 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 20951-08	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
15	ПС 110 кВ Надаровская, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ф.26	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 50/5 Рег. № 2363-68	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 3,1
						реактивная	± 2,6	± 5,6
16	ВРУ-0,4 кВ АБК, Ввод №1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 71031-18	-	МИР С-03.05D- EQTLBMN-RG-1Т-Н Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	- / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,0	± 4,1
						реактивная	± 2,4	± 7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ВРУ-0,4 кВ АБК, Ввод №2 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 52667-13	-	МИР С-03.05D- EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14	- / МИР РЧ-02 Рег.№ 46656-11	активная	± 1,0	± 4,2
						реактивная	± 2,4	± 7,1
18	КТПН-400 6/0,4 кВ ИП Зарянко Т.Д., Ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 28139-07	-	МИР С-03.05D- EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	± 1,0	± 4,1
						реактивная	± 2,4	± 7,1
19	ТП 6/0,4 кВ ООО Трансконтракт-1, Ввод 0,4 кВ	ТТЭ Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 52784-13	-	МИР С-03.05D- EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	± 1,0	± 4,2
						реактивная	± 2,4	± 7,1
20	ТП 6/0,4 кВ ООО Трансконтракт-2, Ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 28139-07	-	МИР С-03.05D- EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 58324-14		активная	± 1,0	± 4,2
						реактивная	± 2,4	± 7,1
21	ВЛ-6 кВ Склад ВВ, отпайка в сторону КТП 6/0,4 ООО Экомет Луч, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛ Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG-1T-H Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 58324-14		активная	± 1,1	± 2,8
						реактивная	± 2,6	± 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 21 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД, УССВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 47,5 до 52,5 от -45 до +60 от -40 до +65 от +10 до +30 от -40 до +55 от -25 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RG-1Т-Н МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-2ТС-Н, МИР С-03.05D-EQTLBMN-RG-1Т-Н - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	290000 2 90000 0,5 70000 1 55000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее	128
- при отключении питания, лет, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоя питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «Лучегорский угольный разрез» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор тока	ТЛО-10	10
Трансформатор тока	ТПК-10	4
Трансформатор тока	SB 0,8	8
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	Т-0,66	3
Трансформатор тока	ТТИ	6
Трансформатор тока	ТТЭ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RG-1Т-Н	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-2ТС-Н	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.05D-EQTLBMN-RG-1Т-Н	5
Устройство сбора и передачи данных	МИР КТ-51М	2
Устройство синхронизации времени	МИР РЧ-02	1
Программное обеспечение	ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	1
Методика поверки	МП СМО-0405-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.888 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Лучегорский угольный разрез», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

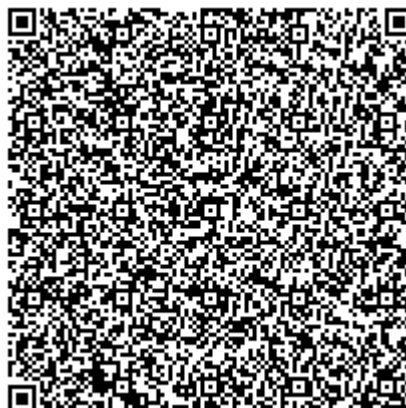
Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82743-21

Лист № 1
Всего листов 89

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители параметров электрической сети N

Назначение средства измерений

Измерители параметров электрической сети N (далее – измерители) предназначены для:

- измерений напряжения и силы переменного тока;
- измерений сопротивления постоянному току и сигналов от термопреобразователей сопротивления Pt100 и Pt1000 по ГОСТ 6651-2009;
- измерений и регистрации основных параметров электрической энергии в однофазных двухпроводных и трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях и системах электроснабжения переменного тока с номинальной частотой 50 и 60 Гц;
- сохранения результатов измерений по заданным алгоритмам в интервалах времени, отсчитываемых внутренними часами реального времени;
- измерений показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
- преобразований полученной информации в выходные аналоговые сигналы силы постоянного тока, цифровые сигналы, импульсные сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, их цифровой обработке и отображении результатов измерений на жидкокристаллическом дисплее (далее – ЖК-дисплей) и передаче результатов измерений по выходному аналоговому сигналу силы постоянного тока, цифровому интерфейсу связи RS-485, импульсному выходу.

Конструктивно измерители выполнены в пластмассовом корпусе с ЖК-дисплеем. На корпусе расположены входы питания измерителей, измерительные входы, выходы интерфейса RS-485, выходы аналогового сигнала силы постоянного тока, входы интерфейса Ethernet. Перечисленные входы и выходы гальванически разделены.

Измерители встраиваются в электрические шкафы таким образом, что передняя панель с ЖК-дисплеем и органами управления отделена от корпуса с входами и выходами измерителей.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом в виде цифрового кода.

Модификации измерителей, с указанием их функциональных отличий, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации измерителей

Характеристика	Модификация																			
	N14	N100	ND03	ND04	ND08	ND20LITE	ND20CT	ND22	ND25	ND30	ND30 BAC	ND30 IoT	ND30 PNET	ND40	ND45	NR30	NR30 BAC	NR30 IoT	NR30 PNET	NS5
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Среднеквадратическое значение силы переменного тока в нейтрали, А	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Частота переменного тока, Гц	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Активная электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам), Вт	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Реактивная электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам), вар	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Полная электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам), В·А	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Активная электрическая энергия, Вт·ч	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Реактивная электрическая энергия, вар·ч	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Полная электрическая энергия, (В·А)·ч	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1

Характеристика	Модификация																			
	N14	N100	ND03	ND04	ND08	ND20LITE	ND20CT	ND22	ND25	ND30	ND30 BAC	ND30 IoT	ND30 PNET	ND40	ND45	NR30	NR30 BAC	NR30 IoT	NR30 PNET	NS5
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	+	+	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
$tg\varphi$	-	+	-	-	-	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Длительность провала (прерывания) напряжения переменного тока, с	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Глубина провала напряжения переменного тока, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения переменного тока основной гармоники, %	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2\dots50$), В	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2\dots50$), %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам интергармонической составляющей напряжения переменного ток-а порядка m ($m=1\dots49$), %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1

Характеристика	Модификация																			
	N14	N100	ND03	ND04	ND08	ND20LITE	ND20CT	ND22	ND25	ND30	ND30 BAC	ND30 IoT	ND30 PNET	ND40	ND45	NR30	NR30 BAC	NR30 IoT	NR30 PNET	NS5
Частичный взвешенный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазы силы переменного тока основной гармоники, %	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2\dots50$), А	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2\dots50$), %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам интергармонической составляющей силы переменного тока порядка m ($m=1\dots49$), %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Частичный взвешенный коэффициент гармонических составляющих тока, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-

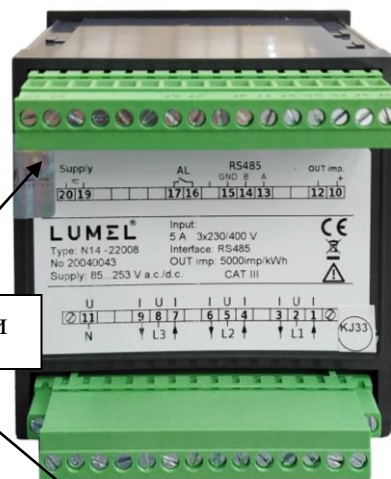
Продолжение таблицы 1

[illegible]

Общий вид измерителей с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – наклейка-пломба. Нанесение знака поверки на измерители в обязательном порядке не предусмотрено.



а.1) Общий вид модификации N14



а.2) Схема пломбировки модификации N14



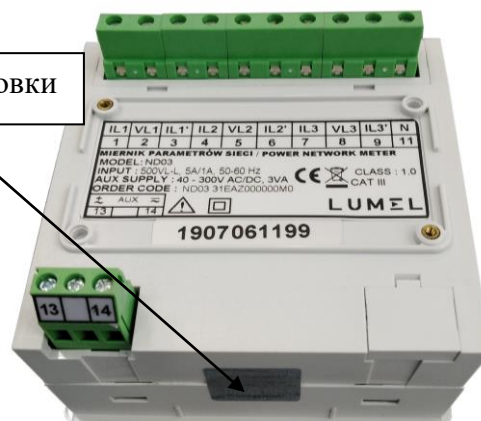
б.1) Общий вид модификации N100



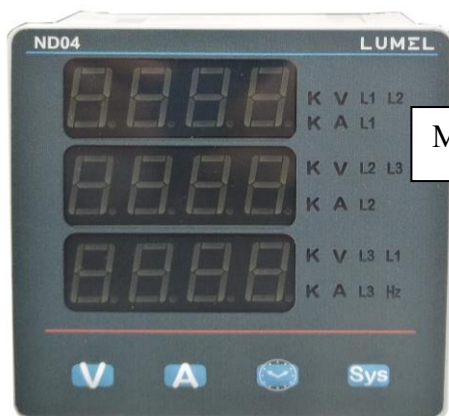
б.2) Схема пломбировки модификации N100



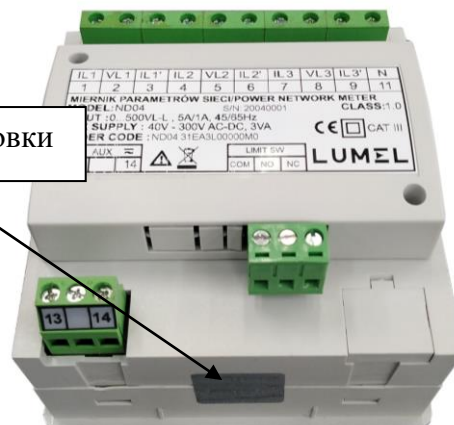
в.1) Общий вид модификации ND03



в.2) Схема пломбировки модификации ND03



г.1) Общий вид модификации ND04



г.2) Схема пломбировки модификации ND04



д.1) Общий вид модификации ND08



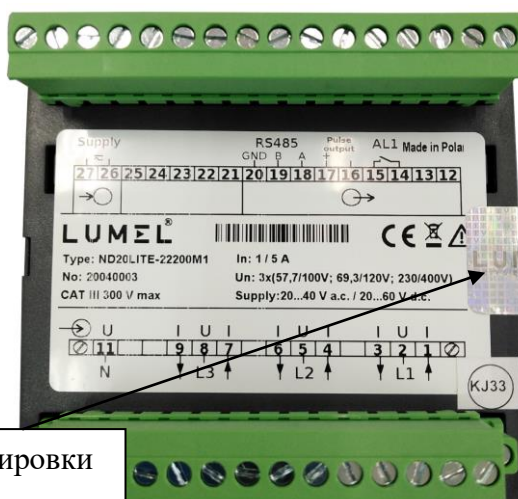
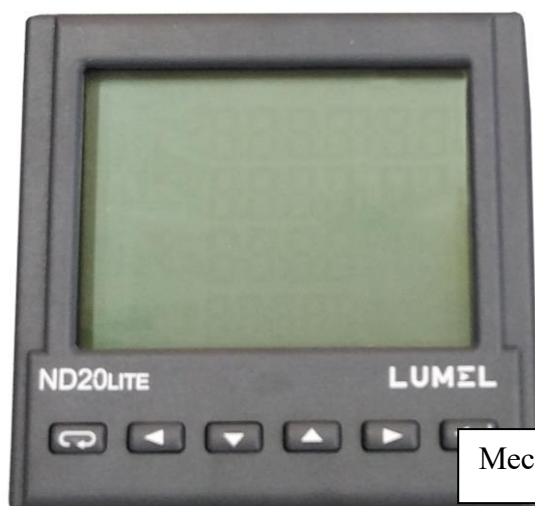
д.2) Схема пломбировки модификации ND08



е.1) Общий вид модификации ND20CT



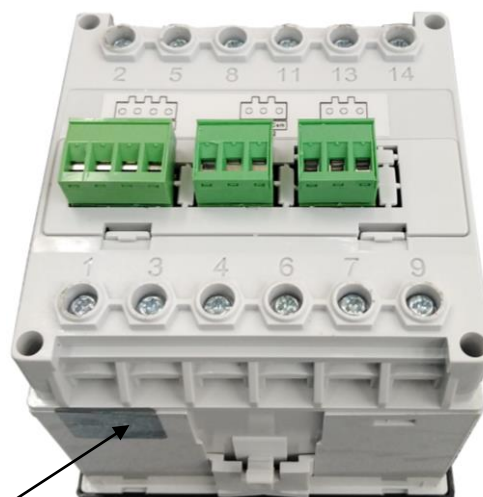
е.2) Схема пломбировки модификации ND20CT



Место пломбировки

ж.1) Общий вид модификации ND20LITE

ж.2) Схема пломбировки модификации ND20LITE



з.1) Общий вид модификации ND22

з.2) Схема пломбировки модификации ND22



Места пломбировки

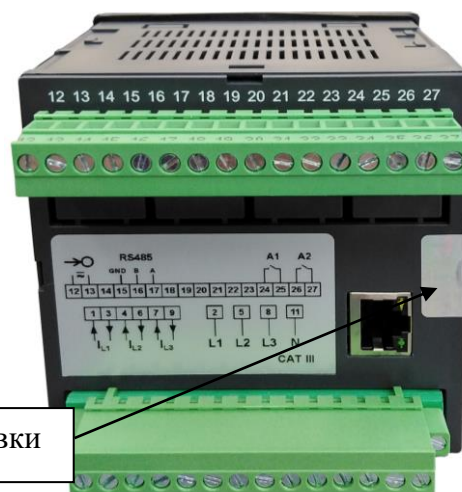


и.1) Общий вид модификации ND25

и.2) Схема пломбировки модификации ND25



Место пломбировки



к.1) Общий вид модификации ND30

к.2) Схема пломбировки модификации ND30



л.1) Общий вид модификации ND30BAC



л.2) Схема пломбировки модификации ND30BAC



м.1) Общий вид модификации ND30IoT

Места пломбировки



м.2) Схема пломбировки модификации ND30IoT



Места пломбировки



н.1) Общий вид модификации ND30PNET

н.2) Схема пломбировки модификации ND30PNET

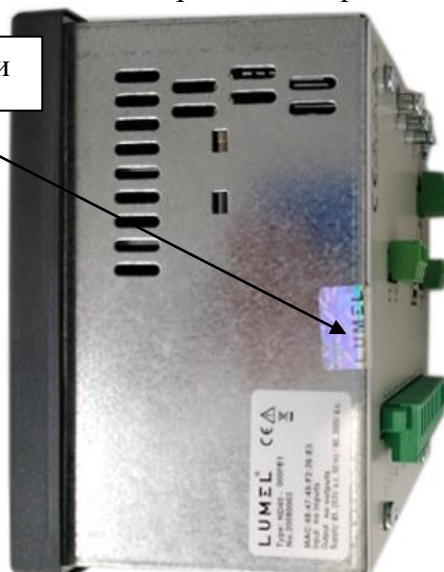


о.1) Общий вид модификации ND40

о.2) Схема пломбировки модификации ND40

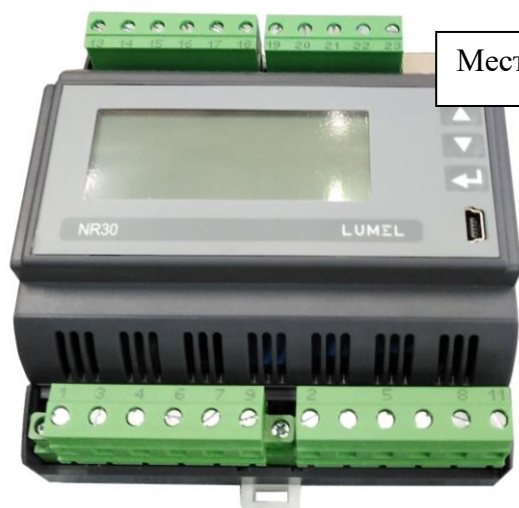


Место пломбировки



п.1) Общий вид модификации ND45

п.2) Схема пломбировки модификации ND45



р.1) Общий вид модификации NR30



р.2) Схема пломбировки модификации NR30



с.1) Общий вид модификации NR30BAC



с.2) Схема пломбировки модификации NR30BAC



т.1) Общий вид модификации NR30IoT



т.2) Схема пломбировки модификации NR30IoT



Место пломбировки

у.1) Общий вид модификации NR30PNET



у.2) Схема пломбировки модификации NR30PNET



Место пломбировки

ф.1) Общий вид модификации NS5



ф.2) Схема пломбировки модификации NS5

Рисунок 1 - Общий вид измерителей и места пломбировки от несанкционированного доступа изготовителем или организацией, выполнявшей ремонт

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) измерителей является метрологически значимым. Встроенное ПО заносится в микроконтроллер измерителей предприятием-изготовителем и недоступно для пользователя. Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные встроенного ПО измерителей приведены в таблицах 2-21.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации N14

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.11
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 3 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации N100

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.23
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 4 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND03

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.23
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 5 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND04

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	2.05
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 6 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND08

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	2.01
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 7 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND20LITE

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.97
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 8 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND20СТ

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.99
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 9 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND22

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	18.09
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 10 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND25

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.08
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 11 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND30

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.12
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 12 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND30BAC

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.85
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 13 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND30IoT

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.12
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 14 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND30PNET

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.98
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 15 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND40

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.04
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 16 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации ND45

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.05
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 17 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации NR30

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.94
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 18 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации NR30BAC

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.93
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 19 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации NR30IoT

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.94
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 20 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации NR30PNET

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.93
Цифровой идентификатор ПО	-

Таблица 21 – Идентификационные данные встроенного ПО модификации NS5

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	0.98
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 22 – Метрологические характеристики измерителей модификации N14

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	-	от 2,9 до 480	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	-	от 10 до 830	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	-	от 0,02 до 6	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Частота переменного тока, Гц	-	от 45 до 70	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$

Продолжение таблицы 22

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допус- каемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{ном} (Q_{ном}, S_{ном}) =$ $U_{ф.ном} \cdot I_{ном}$	от 2,9 до 480 В от 0,02 до 6 А $0 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
– реактивная, вар		от 2,9 до 480 В от 0,02 до 6 А $0 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
– полная, В·А		от 2,9 до 480 В от 0,02 до 6 А	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$

Продолжение таблицы 22

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допус- каемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч – реактивная, вар·ч	-	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$ $0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,2$ ± 1	$\pm 0,1$ $\pm 0,5$
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от 0 до 1	± 2	± 1
$tg\varphi$	-	от -1,2 до +1,2	± 1	$\pm 0,5$
Угол между напряжением и током, ...°	-	от -180 до 180	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$

Таблица 23 – Основные технические характеристики измерителей модификации N14

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 85 до 253
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, имп/кВт·ч	5000
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP40 IP10
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -25 до +55 от 25 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×71
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 24 – Метрологические характеристики измерителей модификации N100

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 400 \text{ В};$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$	$\pm 0,2$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 690 \text{ В};$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$	$\pm 0,2$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$	$\pm 0,2$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 400 \text{ Гц}$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 500	$\pm 0,2 (\gamma_n)$	$\pm 0,1 (\gamma_n)$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 24

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам) ¹⁾ : – активная, Вт	$P_{ном} (Q_{ном}, S_{ном})$ = $U_{ф.ном} \cdot I_{ном}$	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$	$\pm 0,2$
– реактивная, вар		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 2,0 (\gamma_d)$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	

Продолжение таблицы 24

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– полная, В·А		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$	
Электрическая энергия ¹⁾ : – активная, Вт·ч	-	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$	$\pm 0,2$
– реактивная, вар·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	

Продолжение таблицы 24

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– полная, (В·А)·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,25$ (γ_d)	
Коэффициент мощности $\cos\varphi$ ¹⁾	-	от -1 до 1	$\pm 0,05$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,5$
$tg\varphi$ ¹⁾	-	от -1,2 до +1,2	$\pm 0,05$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,5$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения ¹⁾ , %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 2,5$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 24

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока ¹⁾ , %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 2,5$	$\pm 0,2$
Амплитуда гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2\dots 50$) (51 гармоника метрологически не нормирована) ¹⁾ , %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1 (γ_d)	$\pm 0,5$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 24

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Пределы допускаемой приведенной к диапазону преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Амплитуда гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2\dots 50$) (51 гармоника метрологически не нормирована) ¹⁾ , %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1 (γ_d)	$\pm 0,5$	$\pm 0,2$

¹⁾ Характеристика нормирована только при номинальных значениях частоты 50 и 60 Гц.

Таблица 25 – Основные технические характеристики измерителей модификации N100

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	12

Продолжение таблицы 25

Наименование характеристики	Значение
Выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА	от 0 до 20 от 4 до 20 от -20 до 0 от -20 до +20
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, имп/кВт·ч	от 0 до 9999
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP40 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность (без конденсации), %	от -10 до +55 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	144×144×78
Масса, кг, не более	0,8
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 26 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND03

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению), %	Пределы допускаемой дополнительной (приведенной к диапазону измерений γ_n ; приведенной к номинальному значению γ_n) погрешности измерений при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = \text{от } 57,7 \text{ до } 290 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_n)$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = \text{от } 100 \text{ до } 500 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_n)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_n)$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65 включ.	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025 (\gamma_n)$

Таблица 27 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND03

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 40 до 300
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 40 до 300 от 45 до 65
Потребляемая мощность, В·А, не более	4
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP50 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %, не более	от -10 до +55 90
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×62
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 28 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND04

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = \text{от } 57,7 \text{ до } 290 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,025 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = \text{от } 100 \text{ до } 500 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,025 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_d)$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65 включ.	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025 (\gamma_n)$

Таблица 29 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND04

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 40 до 300 от 12 до 48
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 40 до 300 от 45 до 65
Потребляемая мощность, В·А, не более	3
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP50 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %, не более	от 0 до +50 90
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×62
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 30 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND08

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 63,5 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 133 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 239,6 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 254 \text{ В}$	от $0,5 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 110 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 415 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 440 \text{ В}$	от $0,5 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,02 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65 включ.	$\pm 0,2 (\gamma_n)$	$\pm 0,2 (\gamma_n)$

Продолжение таблицы 30

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{\text{ном}} (Q_{\text{ном}}, S_{\text{ном}}) =$ $U_{\text{ф.ном}} \cdot I_{\text{ном}}$	$0,5 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$
– реактивная, вар		$0,5 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1,0 (\gamma_n)$	$\pm 1,0 (\gamma_n)$
– полная, В·А		$0,5 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$

Продолжение таблицы 30

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,5 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,02 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$	±1,0 (δ)	±0,5 (δ)
– реактивная, вар·ч		$0,5 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,02 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \sin\varphi \leq 1$	±2,0 (δ)	±1,0 (δ)
– полная, (В·А)·ч		$0,5 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,02 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	±1,0 (δ)	±0,5 (δ)
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от 0 до 360	±1,0 (Δ)	±1,0 (Δ)

Продолжение таблицы 30

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50	± 2 (γ_d)	± 2 (γ_d)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50	± 2 (γ_d)	± 2 (γ_d)

Таблица 31 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND08

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 60 до 300
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 60 до 300 от 45 до 65

Продолжение таблицы 31

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Коэффициент трансформации	от 1 до 12000
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, в зависимости от значения активной электрической мощности, полученной с учетом коэффициента трансформации: – от 0 до 3600 Вт включ., имп/Вт·ч – св. 3,6 до 3600 кВт включ., имп/кВт·ч – св. 3,6 до 30 МВт включ., имп/МВт·ч	1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 1000
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP50 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %, не более	от -10 до +55 90
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×55
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 32 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND20LITE

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 69,3 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$ (диапазон показаний от 0,002 до 1,2)	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$
Частота переменного тока, Гц	-	от 47 до 63	$\pm 0,2 (\delta)$	$\pm 0,1 (\delta)$

Продолжение таблицы 32

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{\text{ном}} (Q_{\text{ном}}, S_{\text{ном}}) =$ $U_{\text{ф.ном}} \cdot I_{\text{ном}}$	$0,05 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– реактивная, вар		$0,05 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– полная, В·А		$0,05 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$

Продолжение таблицы 32

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– реактивная, вар·ч		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– полная, (В·А)·ч		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от -180 до +180	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от -1 до +1	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$
$\tan\varphi$	-	от -1,2 до +1,2	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$

Продолжение таблицы 32

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	$\pm 5 (\gamma_d)$	$\pm 5 (\gamma_d)$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	$\pm 5 (\gamma_d)$	$\pm 5 (\gamma_d)$

Таблица 33 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND20LITE

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300 от 20 до 60
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 20 до 40 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6

Продолжение таблицы 33

Наименование характеристики	Значение
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Коэффициент трансформации	от 1 до 12000
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, имп/кВт·ч	от 1000 до 20000
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP65 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность (без конденсации), %	от -25 до +55 от 25 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×77
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 34 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND20СТ

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 0,1 \text{ А};$ $I_{ном} = 0,25 \text{ А}$	от $0,1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$ (диапазон показаний от $0,002 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$)	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$
Частота переменного тока, Гц	-	от 47 до 63	$\pm 0,2 (\delta)$	$\pm 0,1 (\delta)$

Продолжение таблицы 34

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{ном} (Q_{ном}, S_{ном}) =$ $U_{ф.ном} \cdot I_{ном}$	$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– реактивная, вар		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– полная, В·А		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$

Продолжение таблицы 34

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая энергия: – активной в прямом направлении, Вт·ч	-	$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
– реактивная, вар·ч		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от -180 до +180	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,25 (\gamma_d)$
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от -1 до +1	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$
$\tan\varphi$	-	от -1,2 до +1,2	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	$\pm 5 (\gamma_d)$	$\pm 5 (\gamma_d)$

Продолжение таблицы 34

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	± 5 (γ_d)

Таблица 35 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND20СТ

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300 от 20 до 60
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 20 до 40 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Коэффициент трансформации	от 1 до 12000
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, имп/кВт·ч	от 15000 до 30000

Продолжение таблицы 35

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015:	
– передней панели	IP65
– корпуса	IP20
Нормальные условия измерений:	
– температура окружающего воздуха, °C	от +21 до +25
– относительная влажность, %	от 30 до 80
Рабочие условия измерений:	
– температура окружающего воздуха, °C	от -25 до +55
– относительная влажность (без конденсации), %	от 25 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×77
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 36 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND22

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 63,5 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 127 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 133 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 220 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 239,6 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 254 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025 (\gamma_n)$	от 0 до $U_{ф.ном}$	± 1
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 110 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 220 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 380 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 415 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 440 \text{ В}$	от $0,05 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025 (\gamma_n)$	от 0 до $U_{л.ном}$	± 1

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_n)$	от 0 до $I_{ном}$	± 1
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65 включ.	$\pm 0,15 (\gamma_n)$	$\pm 0,015 (\gamma_n)$	от 45 до 66	± 1

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °C от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{\text{ном}} (Q_{\text{ном}}, S_{\text{ном}})$ = $U_{\text{ф.ном}} \cdot I_{\text{ном}}$	$0,05 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{\text{ф.ном}}$ $0 \leq I \leq I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	± 1
– реактивная, вар		$0,05 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{\text{ф.ном}}$ $0 \leq I \leq I_{\text{ном}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$	

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– полная, В·А		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,05 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{ф.ном}$ $0 \leq I \leq I_{ном}$	
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,01 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{ф.ном}$ $0 \leq I \leq I_{ном}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	± 1

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– реактивная, вар·ч		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,01 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{ф.ном}$ $0 \leq I \leq I_{ном}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$	
– полная, (В·А)·ч		$0,05 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,05 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,01 (\gamma_d)$	$0 \leq U \leq U_{ф.ном}$ $0 \leq I \leq I_{ном}$	
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от -180 до +180	$\pm 1 (\gamma_d)$	$\pm 0,1 (\gamma_d)$	от -180 до +180	± 1

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от 0,5 до 1	± 1 (γ_d)	$\pm 0,1$ (γ_d)	от 0,5 до 1	± 1
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1 (γ_d)	$\pm 0,1$ (γ_d)	-	-

Продолжение таблицы 36

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d ; приведенной к номинальному значению γ_n ; относительной δ) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °C от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %	Диапазон преобразований	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1 (γ_d)	$\pm 0,1$ (γ_d)	-	-
Среднеквадратическое значение силы переменного тока в нейтрали, А	$I_{ном} = 1$ А; $I_{ном} = 5$ А	от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	± 4 (γ_d)	$\pm 0,4$ (γ_d)	от 0 до $I_{ном}$	± 1

Таблица 37 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND22

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 100 до 250 от 12 до 48
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 100 до 250 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Диапазон выходного аналогового сигнала силы постоянного тока, мА	от 0 до 1 от 4 до 20
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Коэффициент трансформации	от 1 до 12000
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, в зависимости от значения активной электрической мощности, полученной с учетом коэффициента трансформации: – от 0 до 3600 Вт включ., имп/Вт·ч – св. 3,6 до 3600 кВт включ., имп/кВт·ч – св. 3,6 до 30 МВт включ., имп/МВт·ч	1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 1000
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP54 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -10 до +55 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×80

Продолжение таблицы 37

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	0,7
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 38 – Метрологические характеристики измерителей модификации ND25

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = \text{от } 57,7 \text{ до } 346,4$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = \text{от } 100 \text{ до } 600$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025$

Продолжение таблицы 38

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50$ Гц; $f_{ном} = 60$ Гц;	от 45 до 55 включ. св. 55 до 66 включ.	$\pm 0,2 (\gamma_n)$	$\pm 0,01$
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{ном} (Q_{ном}, S_{ном})$ = $U_{ф.ном} \cdot I_{ном}$	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025$
– реактивная, вар		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1,0 (\gamma_n)$	$\pm 0,05$
– полная, В·А		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_n)$	$\pm 0,025$

Продолжение таблицы 38

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$	±1 (δ)	±0,05
– реактивная, вар·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$	±2 (δ)	±0,1
– полная, (В·А)·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	±1 (δ)	±0,05
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от 0 до 360	±3 (Δ)	±0,15
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от 0,5 до 1	±1 (γ_d)	±0,05 (γ_d)
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	±3 (γ_d)	±0,015

Продолжение таблицы 38

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (абсолютной Δ , ...°; приведенной к номинальному значению γ_n , %; относительной δ , %) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 3 (γ_d)	$\pm 0,015$

Таблица 39 – Основные технические характеристики измерителей модификации ND25

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 110 до 550
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 110 до 550 от 45 до 65
Потребляемая мощность, В·А, не более	8
Тип коммуникационного протокола	Modbus TCP
Коэффициент трансформации	от 1 до 12000

Продолжение таблицы 39

Наименование характеристики	Значение
Постоянная счетчика, полученная с учетом коэффициента трансформации, в зависимости от значения активной электрической мощности, полученной с учетом коэффициента трансформации: – от 0 до 3600 Вт включ., имп/Вт·ч – св. 3,6 до 3600 кВт включ., имп/кВт·ч – св. 3,6 до 30 МВт включ., имп/МВт·ч	1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 1000 1; 10; 100; 10000
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP54 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -10 до +60 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×75
Масса, кг, не более	0,32
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 40 – Метрологические характеристики измерителей модификаций ND30, ND30BAC, ND30IoT и ND30PNET

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 110 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 400 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 190 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 690 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$ (диапазон показаний от $0,002 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$)	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц};$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 66 включ.	± 1	$\pm 0,5$

Продолжение таблицы 40

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{\text{ном}} (Q_{\text{ном}}, S_{\text{ном}})$ = $U_{\text{ф.ном}} \cdot I_{\text{ном}}$	$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
– реактивная, вар		$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
– полная, В·А		$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$

Продолжение таблицы 40

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$
– реактивная, вар·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	± 1	$\pm 0,5$
– полная, (В·А)·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от -1 до 1	± 1	$\pm 0,5$
$\tan\varphi$	-	от -1,2 до 1,2	± 1	$\pm 0,5$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5	$\pm 0,25$

Продолжение таблицы 40

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5	$\pm 0,25$
Амплитуда гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2...50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1	$\pm 0,5$

Продолжение таблицы 40

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Амплитуда гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2...50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1	$\pm 0,5$

Таблица 41 – Основные технические характеристики измерителей модификаций ND30, ND30IoT, ND30PNET и ND30BAC

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300 от 20 до 60
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 20 до 40 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6

Продолжение таблицы 41

Наименование характеристики	Значение
Тип коммуникационного протокола	Modbus TCP Modbus RTU
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP65 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -10 до +55 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×77
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 42 – Метрологические характеристики измерителей модификаций ND40 и ND45

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В}$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,01$	$\pm 0,2$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В}$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,5 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$ ($\pm 0,1 (\gamma_d)$ в специальном исполнении при времени усреднения не менее 3 с)	$\pm 0,01$	$\pm 0,2$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока в нейтрале, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц}$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц}$	от 42,5 до 57,5 от 51 до 69	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,0025$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{ном} (Q_{ном}, S_{ном}) =$ $U_{ф.ном} \cdot I_{ном}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7$ В) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230$ В) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq$ $1,5 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– реактивная, вар		от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В}$) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq$ $1,5 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
– полная, В·А		от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В}$) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I$ $\leq 1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5 (\gamma_d)$	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7$ В) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230$ В) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq$ $1,5 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
– реактивная, вар·ч		от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7$ В) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230$ В) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq$ $1,5 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \sin\varphi \leq 1$	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
– полная, (В·А)·ч		от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 57,7$ В) или от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,5 \cdot U_{ф.ном}$ (при $U_{ф.ном} = 230$ В) $0,01 \cdot I_{ном} \leq I \leq$ $1,5 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Угол фазового сдвига между током и напряжением, ...°	-	от -180 до +180	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
Угол фазового сдвига между током и напряжением, рад	-	от 0 до 2π	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
Угол фазового сдвига между линейными напряжениями, ...°	-	от 0 до 360	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,2$
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от -1 до 1	$\pm 0,5$ (γ_d)	$\pm 0,025$	$\pm 0,5$
$\tan\varphi$	-	от -10 до +10	± 1 (γ_d)	$\pm 0,05$	$\pm 0,2$
Длительность провала (прерывания) напряжения переменного тока, с	-	от 0,02 до 60	± 1 (γ_d)	$\pm 0,05$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Глубина провала напряжения переменного тока, %	-	от 10 до 100	± 1 (γ_d)	$\pm 0,05$	$\pm 0,2$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой (фазного и суммарного по трем фазам) напряжения переменного тока основной гармоники, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2...50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), В	-	от 0 до $0,6 \cdot U_{ф \cdot ном}$	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой (фазного и суммарного по трем фазам) напряжения переменного тока порядка n ($n=2...50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам интергармонической составляющей напряжения переменного тока порядка m ($m=1...49$) (50 и 51 гармоники метрологически не нормированы), %	-	от 0 до 50	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допус- каемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Частичный взвешенный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 200)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазы силы переменного тока основной гармоники, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Среднеквадратическое значение гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2\dots 50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), А	-	от 0 до $0,6 \cdot I_{\text{ном}}$	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам гармонической составляющей силы переменного тока порядка n ($n=2...50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам интергармонической составляющей силы переменного тока порядка m ($m=1...49$) (50 и 51 гармоники метрологически не нормированы), %	-	от 0 до 50	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$
Частичный взвешенный коэффициент гармонических составляющих тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 200)	± 5 (γ_d)	$\pm 0,25$	$\pm 0,2$

Продолжение таблицы 42

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений и преобразований	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной Δ , Гц) при отклонении температуры окружающей среды на каждый 1 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему значению диапазона преобразований погрешности преобразований γ_v , %
Сигналы от термопреобразователей сопротивления Pt100 и Pt1000 по ГОСТ 6651-2009, переведенные в значения температуры, °С	-	от -200 до +850	$\pm 0,2$ (γ_d)	$\pm 0,01$	$\pm 0,2$
Сопротивление постоянному току, Ом	-	от 0,001 до 5000	$\pm 0,2$ (γ_d)	$\pm 0,01$	$\pm 0,2$

Таблица 43 – Основные технические характеристики измерителей модификаций ND40 и ND45

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 320
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 240 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	20

Продолжение таблицы 43

Наименование характеристики	Значение
Выходной аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА	от 0 до 20 от 4 до 20
Тип коммуникационного протокола	Modbus TCP; Modbus RTU
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP65 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -20 до +50 до 75
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	144×144×105
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 44 – Метрологические характеристики измерителей модификаций NR30, NR30BAC, NR30IoT и NR30NET

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном} = 57,7 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 110 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 230 \text{ В};$ $U_{ф.ном} = 400 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{л.ном} = 100 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 190 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В};$ $U_{л.ном} = 690 \text{ В}$	от $0,1 \cdot U_{л.ном}$ до $1,2 \cdot U_{л.ном}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
Среднеквадратическое значение силы переменного тока, А	$I_{ном} = 1 \text{ А};$ $I_{ном} = 5 \text{ А}$	от $0,1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 0,2$	$\pm 0,1$
Частота переменного тока, Гц	$f_{ном} = 50 \text{ Гц};$ $f_{ном} = 60 \text{ Гц}$	от 45 до 55 включ. св. 55 до 65	$\pm 0,1$	$\pm 0,05$

Продолжение таблицы 44

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая мощность (фазная и суммарная по трем фазам): – активная, Вт	$P_{\text{ном}} (Q_{\text{ном}}, S_{\text{ном}}) =$ $U_{\text{ф.ном}} \cdot I_{\text{ном}}$	$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq 1$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$
– реактивная, вар		$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ $-1 \leq \sin \varphi \leq 1$	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$
– полная, В·А		$0,1 \cdot U_{\text{ф.ном}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{ф.ном}}$ $0,1 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,25$

Продолжение таблицы 44

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Электрическая энергия: – активная, Вт·ч	-	$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	±0,2	±0,1
– реактивная, вар·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$ $-1 \leq \cos\varphi \leq 1$	±1	±0,5
– полная, (В·А)·ч		$0,1 \cdot U_{ф.ном} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{ф.ном}$ $0,1 \cdot I_{ном} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{ном}$	±0,5	±0,25
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	от -1 до 1	±1	±0,5
$\tan\varphi$	-	от -999,9 до +999,9	±1	±0,5
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного и суммарного по трем фазам напряжения, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	±5	±0,25

Продолжение таблицы 44

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазной и суммарной по трем фазам силы переменного тока, %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 5	$\pm 0,25$
Амплитуда гармонической составляющей напряжения переменного тока порядка n ($n=2\dots 50$) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1	$\pm 0,5$

Продолжение таблицы 44

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d), %	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений, %
Амплитуда гармонической составляющей силы переменного тока порядка n (n=2...50) (51 гармоника метрологически не нормирована), %	-	от 0 до 50 (диапазон показаний от 0 до 100)	± 1	$\pm 0,5$

Таблица 45 – Основные технические характеристики измерителей модификаций NR30, NR30IoT, NR30NET и NR30BAC

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300 от 20 до 60
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 20 до 40 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Тип коммуникационного протокола	Modbus TCP

Продолжение таблицы 45

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015:	
– передней панели	IP50
– корпуса	IP00
Нормальные условия измерений:	
– температура окружающего воздуха, °C	от +21 до +25
– относительная влажность, %	от 40 до 60
Рабочие условия измерений:	
– температура окружающего воздуха, °C	от -10 до +55
– относительная влажность (без конденсации), %	до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	120×105×60
Масса, кг, не более	0,4
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 46 – Метрологические характеристики измерителей модификации NS5

Наименование характеристики	Номинальное значение	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной погрешности Δ , ...°)	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений (приведенной к диапазону измерений γ_d , %; абсолютной погрешности Δ , ...°) при отклонении температуры окружающей среды на каждые 10 °С от нормальных условий измерений в пределах рабочих условий измерений
Среднеквадратическое значение фазного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном}$ = от 57,7 до 346,4 В	от $0,4 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1$
Среднеквадратическое значение линейного напряжения переменного тока, В	$U_{ф.ном}$ = от 57,7 до 346,4 В	от $0,4 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,2 \cdot U_{ф.ном}$	$\pm 0,2 (\gamma_d)$	$\pm 0,1$
Частота переменного тока, Гц	-	от 45 до 65 (диапазон показаний от 40 до 100)	$\pm 0,05 (\gamma_d)$	$\pm 0,025$
Угол между напряжениями генератора и сети, ...°	-	от 0 до 360 от -180 до +180	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,25$

Таблица 47 – Основные технические характеристики измерителей модификации NS5

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	от 90 до 300
Параметры питания переменного тока: – напряжение, В – частота, Гц	от 85 до 253 от 40 до 400
Потребляемая мощность, В·А, не более	6
Тип коммуникационного протокола	Modbus RTU
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой, по ГОСТ 14254-2015: – передней панели – корпуса	IP65 IP20
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, %	от +21 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации), %	от -10 до +55 до 95
Габаритные размеры (высота×ширина×толщина), мм, не более	96×96×71
Масса, кг, не более	0,3
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	87600
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на корпус измерителей в виде наклейки и типографским способом на титульный лист руководства или инструкции по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 48 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель параметров электрической сети N	-	1 шт.
Руководство/инструкция по эксплуатации*	-	1 экз.
* В зависимости от модификации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах «Программирование», «Эксплуатация» или «Обслуживание измерителей» руководств или инструкций по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям параметров электрической сети N

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

LUMEL S.A., Польша

Адрес: ul. Ślubicka 4, 65-127 Zielona Góra, Poland

Место нахождения: ul. Ślubicka 4, 65-127 Zielona Góra, Poland

Телефон: +4868 45-75-100

E-mail: lumel@lumel.com.pl

Web-сайт: www.lumel.com.pl

Испытательный центр

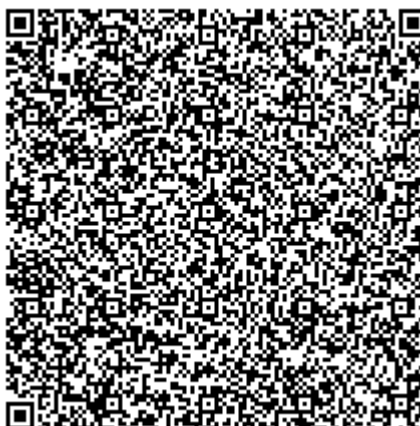
Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии»

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д. 2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82744-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Деселерометры электронные ДЭ01

Назначение средства измерений

Деселерометры электронные ДЭ01 (далее по тексту - деселерометры) предназначены для измерений линейного ускорения и определения коэффициента сцепления колеса транспортного средства с поверхностью в момент торможения при полной блокировке колёс.

Описание средства измерений

Принцип действия деселерометра основан на измерении линейного ускорения, действующего в момент торможения транспортного средства, и пересчёте измеренного ускорения в значение коэффициента сцепления.

Конструктивно деселерометр представляет собой моноблочную конструкцию, выполненную из ударопрочного пластика, внутри которой расположены акселерометр, контроллер, термопринтер, приёмник сигналов GPS и аккумуляторная батарея.

Деселерометр оснащён сенсорной семиклавишной панелью и жидкокристаллическим дисплеем. На боковой стенке деселерометра расположены разъём для подключения зарядки аккумуляторной батареи и кнопка включения.

Общий вид деселерометра представлен на рисунке 1.

Для защиты от несанкционированного доступа выполнено опломбирование корпуса деселерометра. Схема пломбировки от несанкционированного доступа представлена на рисунке 1.

Заводской номер наносится методом гравировки на шильдик, закрепленный на корпусе деселерометра, и типографским способом в паспорт.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид деселерометра электронного ДЭ01 и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

В деселерометрах используется встроенное программное обеспечение (далее – ПО). ПО предназначено для обработки измерительной информации, поступающей с чувствительного элемента (акселерометра), преобразования текущих значений ускорения в цифровой вид, отображения и протоколирования результата измерений.

Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077- 2014.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ДЭ01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже.1.0.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	30 EВ 9E DB CC 56 BD F8 96 C7 71 E1 08 5B 39 0D
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики деселерометров приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений линейного ускорения ,м/с ²	от 0 до 9,8
Пределы допускаемой приведённой к верхнему пределу диапазона измерений линейного ускорения погрешности, %	±1
Диапазон измерений коэффициента сцепления	от 0 до 1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента сцепления	±0,01

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электропитания	
- напряжение постоянного тока, В	от 5,5 до 6,5
Потребляемая мощность, В·А, не более	25
Время работы от встроенного блока питания, часов, не менее	12
Масса, кг, не более	2,5
Габаритные размеры, мм, не более:	
- длина;	140
- ширина;	220
- высота	78
Условия эксплуатации:	
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 107
- температура в кабине ТС, °С	от -20 до +45
- относительная влажность воздуха при +25°С, %, не более	98
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка на отказ, ч	6000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Деселерометр электронный ДЭ01	ДЭ01	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
ЗИП в составе:	-	1 шт.
- каретка для матричного принтера		
- рулон бумаги для матричного принтера		
Паспорт	ПВГТ.402139.001ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ПВГТ.402139.001РЭ	1 экз.
Методика поверки	МП 253-001-2021	1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в ПВГТ.402139.001ТУ «Деселерометр электронный ДЭ01 Технические условия», Раздел 2.3 «Использование изделия».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к деселерометрам электронным ДЭ01

ПВГТ.402139.001ТУ «Деселерометр электронный ДЭ01 Технические условия»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АэроПлан ПРО»

(ООО «АэроПлан ПРО»)

ИНН 7839492483

Адрес: Россия, 190020, г. Санкт-Петербург, Набережная Обводного канала, 134-136-138, лит. ВМ, пом. 13-Н,

Телефон: +7 (812) 640-18-01

E-mail: aeroplanspb@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, 19

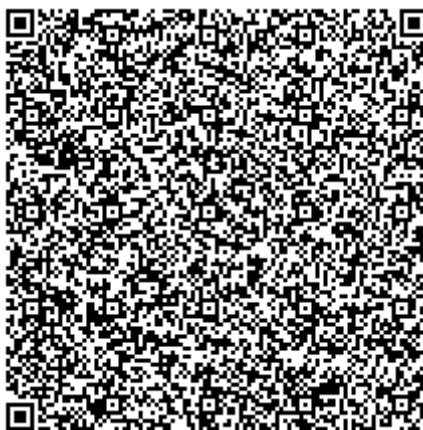
Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82745-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКФ» для энергоснабжения АО «Бежецкий Завод «АСО» и ООО «Эл Пром-Ком»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКФ» для энергоснабжения АО «Бежецкий Завод «АСО» и ООО «Эл Пром-Ком» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) АКУ «Энергосистема», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера информация в виде xml-файлов установленного формата поступает на АРМ по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час. Корректировка часов сервера производится при обнаружении расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) АКУ «Энергосистема». ПО АКУ «Энергосистема» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО АКУ «Энергосистема». Метрологически значимая часть ПО АКУ «Энергосистема» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО АКУ «Энергосистема» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО АКУ «Энергосистема»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ESS.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО	0227AA941A53447E06A5D1133239DA60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы допускаемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Шолмино, КРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Яч. 11, КЛ-10 кВ №11	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Supermicro X9SCL/X9 SCM	Актив-ная	1,3	3,4
							Реак-тивная	2,5	5,9
2	ПС 110 кВ Шолмино, КРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Яч. 18, КЛ-10 кВ №18	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 29390-10 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фаза: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная	1,3	3,4
							Реак-тивная	2,5	5,9
3	ПС 35 кВ КИН, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная	1,3	3,4
							Реак-тивная	2,5	5,9
4	ПС 35 кВ КИН, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фаза: АВС	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив-ная	1,3	3,4
							Реак-тивная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, ЛЭП-0,4 кВ в сторону РУ-0,4 кВ ООО «Эл Пром-Ком»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 PBR.R Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	Supermicro X9SCL/X9 SCM	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,3 5,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	170 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчика электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчике электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	5
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер	Supermicro X9SCL/X9SCM	1
Методика поверки	МП ЭПР-361-2021	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.259.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭСКФ» для энергоснабжения АО «Бежецкий Завод «АСО» и ООО «Эл Пром-Ком», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСКФ» для энергоснабжения АО «Бежецкий Завод «АСО» и ООО «Эл Пром-Ком»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209

Адрес: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

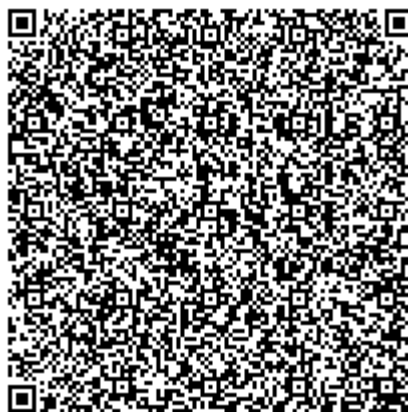
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82746-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автомобильные неавтоматического действия ВС

Назначение средства измерений

Весы автомобильные неавтоматического действия ВС предназначены для измерения массы автотранспортных средств при статическом взвешивании.

Описание средства измерений

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее - ГПУ), состоящего из весовых платформ (от 1 до 4 шт.), и прибора весоизмерительного или терминала (далее - индикатор), эксплуатируемого в отапливаемом помещении весовой. Весовая платформа представляет собой металлическую раму с настилом. Весовые платформы могут отличаться размерами, способом установки (на поверхности или в приямок).

Принцип действия весов основан на преобразовании деформаций упругих элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков, возникающих под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в аналоговый или цифровой сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Сигналы от тензодатчиков обрабатываются при помощи индикатора и результат взвешивания в единицах массы отображается на дисплее индикатора. Информация может передаваться в программно-технический комплекс (далее – ПТК) на базе персонального компьютера для детальной обработки измерений, хранения информации в базах данных и формирования отчетных форм.

В весах применяются следующие модули типов:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные:
 - WBK (регистрационный №56685-14);
 - WBK-D (регистрационный №54471-13);
 - Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column (регистрационный №55371-19) семейства Column серии НМ14С, НМ14Н1;
- индикаторы:
 - приборы весоизмерительные CI, BI, NT и PDI (регистрационный №50968-12) модели CI-200А;
 - терминалы весоизмерительные CI, NT (регистрационный №54472-13) модели CI-200D.

Весы имеют следующие обозначения:

ВС [1] - [2], где:

ВС – обозначение типа весов;

[1] – значение максимальной нагрузки, т

для одноинтервальных весов Max;

для двухинтервальных весов Max₁/Max₂;

[2] -длина весов L, м.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид весов ВС

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой на задней панели корпуса индикатора, предотвращающей доступ к переключателю входа в режим юстировки. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы.

Общий вид и схема пломбировки индикаторов CI-200A (CI-200D) от несанкционированного доступа приведена на рисунке 2.

Знак поверки наносится на защитную пломбу.



Место нанесения
знака поверки

CI-200A (CI-200D)

Рисунок 2 – Общий вид и схема пломбировки индикаторов
Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 3.

ООО «Весовые системы»			
Весы ВС		№	
Max	e=	кг	U 220Вх50Гц
Min	РФ		
t°С диапазон - 30; +40		Год выпуска 202...	
ТУ 28.29.31-001-35118092-2020		8(391)240-29-21, 232-02-46 www.krasvesprom.ru	
Класс точности: III		G	

Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички

Надписи, знаки и изображения на табличке выполнены методом лазерной гравировки, обеспечивающим четкость и сохранность маркировки в течение всего срока службы весов.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) индикаторов CI-200A (CI-200D) является встроенным и метрологически значимым. Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее при включении индикатора.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	CI-200 series firmware	CI-200D series firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.20; 1.21; 1.22	2.02, 2.03, 2.04, 2.05, 2.06
Цифровой идентификатор ПО	отсутствует, исполняемый код недоступен	

Уровень защищённости встроенного ПО индикаторов соответствует высокому уровню по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011 средний (III)
Значения максимальной нагрузки (Max), минимальной нагрузки (Min), поверочного интервала (e), действительной цены деления (d), числа поверочных интервалов (n), интервалы нагрузок и пределы допускаемой абсолютной погрешности (mpe) при первичной поверке приведены в таблице 2, для двухинтервальных весов приведены в таблице 3.

Таблица 2- Метрологические характеристики весов

Модификация	Min, т	Max, т	e=d, кг	Для нагрузки m, т	mpe, кг	n
BC-30	0,2	30	10	от 0,2 до 5 вкл. св. 5 до 20 вкл. св. 20 до 30 вкл.	±5 ±10 ±15	3000
BC-40	0,4	40	20	от 0,4 до 10 вкл. св. 10 до 40 вкл.	±10 ±20	2000
BC-60	0,4	60	20	от 0,4 до 10 вкл. св. 10 до 40 вкл. св. 40 до 60 вкл.	±10 ±20 ±30	3000
BC-80	1,0	80	50	от 1 до 25 вкл. св. 25 до 80 вкл.	±25 ±50	1600

Таблица 3 - Метрологические характеристики двухинтервальных весов

Модификация	Min _i , т	Max _i , т	e _i =d _i , кг	Для нагрузок m, т	mpe, кг	n _i
1	2	3	4	5	6	7
BC-15/30	0,1	15	5	от 0,1 до 2,5 вкл. св. 2,5 до 10 вкл. св. 10 до 15 вкл.	± 2,5 ± 5,0 ± 7,5	3000
	15	30	10	св. 15 до 20 вкл. св. 20 до 30 вкл.	± 10 ± 15	3000
BC-20/40	0,2	20	10	от 0,2 до 5 вкл. св. 5 до 20 вкл.	± 5 ± 10	2000
	20	40	20	св. 20 до 40 вкл.	± 20	2000
BC-30/60	0,2	30/60	10	от 0,2 до 5 вкл. св. 5 до 20 вкл. св. 20 до 30 вкл.	± 5 ± 10 ± 15	3000
	30	60	20	св. 30 до 40 вкл. св. 40 до 60 вкл.	± 20 ± 30	3000

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5	6	7
BC-40/80	0,4	40	20	от 0,4 до 10 вкл. св. 10 до 40 вкл.	± 10 ± 20	2000
	40	80	50	св. 40 до 80 вкл.	± 50	1600

Пределы допускаемой абсолютной погрешности в эксплуатации равны удвоенному значению пределов допускаемой абсолютной погрешности при первичной поверке.

Таблица 4 - Технические характеристики весов

Наименование характеристики	Значение
Предельные значения температур (°C) для ГПУ весов с датчиками: WBK (C3) WBK-D HM14C, HM14H1	от -40 до +50 от -40 до +40 от -30 до +40
Диапазон температуры для индикаторов, °C	от -10 до +40
Диапазон температуры для ПТК, °C	от +10 до +40
Диапазон устройства выборки массы тары	от 0 до 100% Max
Габаритные размеры платформы ГПУ, м, не более: - высота - ширина - длина	от 0,24 до 1,0 от 1,6 до 6,0 от 4,0 до 24,2
Количество весовых платформ, шт.	от 1 до 4
Количество весоизмерительных датчиков, шт.	от 4 до 12
Масса ГПУ, т, не более	18
Потребляемая мощность, В·А, не более	20
Параметры электропитания весов: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51
Вероятность безотказной работы за 2000 ч, не менее	0,95
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, закрепленную на металлоконструкции ГПУ, и на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы в сборе	BC	1 комплект
Руководство по эксплуатации весов, совмещенное с паспортом	35118092.001 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации на индикатор		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе «Весы автомобильные неавтоматического действия BC. Руководство по эксплуатации. 35118092.001 РЭ», раздел 7 «Порядок работы».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам автомобильным неавтоматического действия ВС

ГОСТ OIML R 76-1-2011 Весы неавтоматического действия. Метрологические и технические требования. Испытания

Государственная поверочная схема для средств измерения массы (Приказ Росстандарта №2818 от 29.12.2018 г.)

ТУ 28.29.31-001-35118092-2020 Весы автомобильные неавтоматического действия ВС. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Весовые системы»
(ООО «Весовые системы»)

ИНН 2460255594

Адрес: 660018, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Историческая, 111

Телефон (391) 2402921, 2448460, 2320246

Web-сайт: krasvesprom.ru

E-mail: 2402921@mail.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

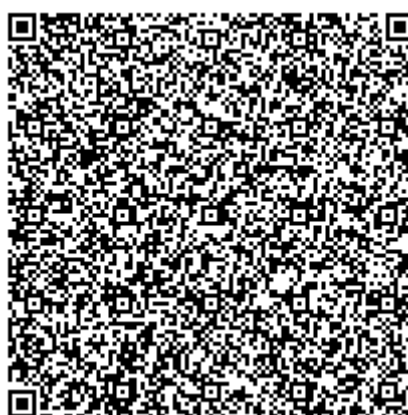
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Юридический адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», корпус 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.310556 от 01.03.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82747-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Автоцистерна 5675K6

Назначение средства измерений

Автоцистерна 5675K6 (далее по тексту – АЦ) предназначена для измерений объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов и неагрессивных жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия АЦ основан на ее заполнении нефтепродуктом до указателя уровня налива, соответствующего определенному объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

АЦ состоит из стальной сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении чемоданообразную форму, установленную на шасси. АЦ являются транспортной мерой вместимости (далее по тексту – ТМ). Для гашения гидравлических ударов во время движения, внутри АЦ установлены волнорезы. К верхней части корпуса АЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: заливную горловину с указателем уровня; заливной люк, дыхательный клапан, донный клапан, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

На боковых сторонах и сзади АЦ имеется надпись «ОГНЕОПАСНО», знак ограничения максимальной скорости и знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящего опасный груз.

К АЦ данного типа относятся АЦ зав. № K895675K6K0BJ6248.

Общий вид АЦ представлен на рисунке 1.

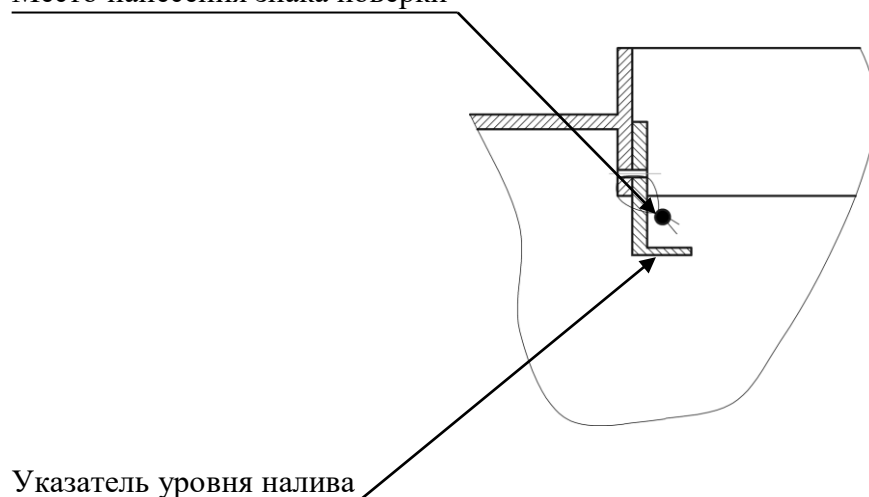
Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

Заводской номер, обеспечивающий идентификацию АЦ, нанесен на маркировочную табличку ударным способом и в формуляр и паспорт транспортного средства типографским способом.



Рисунок 1 – Общий вид АЦ

Место нанесения знака поверки



Указатель уровня налива

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения указателя уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	K895675K6K0BJ6248
Номинальная вместимость, м ³	18,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ТМ, %	±0,4
Разность между номинальной и действительной вместимостью ТМ, %, не более	±1,5

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	K895675K6K0BJ6248
Снаряженная масса, кг, не более	14210
Температура окружающей среды при эксплуатации, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку ударным способом или в виде наклейки и на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Автоцистерна	5675K6	1 шт.
Запасные части, инструменты и принадлежности	—	1 комплект
Формуляр	—	1 экз.
Паспорт транспортного средства	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 формуляра.

Нормативные документы, устанавливающие требования к автоцистерне 5675K6

Приказ Росстандарта от 07 февраля 2018 г. № 256 об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкостей в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «Таганай-Авто» (ООО «НТЦ «Таганай-Авто»)

ИНН 7415044199

Адрес: 456300, Челябинская обл., г. Миасс, Тургорское ш., д. 5/17, оф. 32

Телефон: (351) 700-70-66

Web-сайт: <https://tgavto.ru>

E-mail: taganaiavto@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)

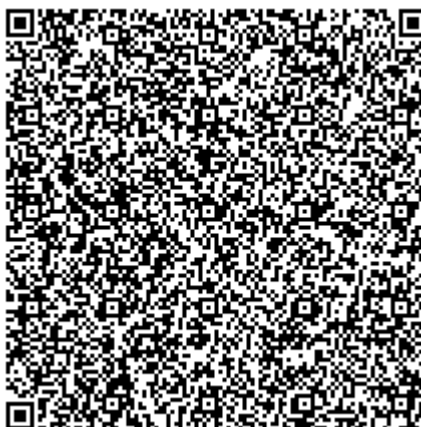
Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Телефон: (3812) 68-07-99

Web-сайт: <http://csm.omsk.ru>

E-mail: info@ocsm.omsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Омский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311670 от 01.07.2016 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82748-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер, программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление и хранение полученных данных, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача данных от сервера в АРМ осуществляется через локально-вычислительную сеть. Передача информации от сервера или АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, UCS. UCS обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД с часами UCS осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется каждую минуту. Корректировка часов сервера производится при расхождении ± 1 с, но не чаще 1 раза в час.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы допускае- мой ос- новной относи- тельной погреш- ности (±δ), %	Границы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.31, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Шушталеп- ская I цепь	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
2	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.30, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Шушталеп- ская II цепь	ТРГ-110 П* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
3	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.29, КЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Чувашин- ская I цепь	ТРГ-110 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 49201-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	А1802RLX-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11				Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.28, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Кондом- ская	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-Р2В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
5	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.26, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Северный Маганак I цепь с отпайкой на ПС Шахтовая	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
6	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.22, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Северный Маганак II цепь с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
7	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.21, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - КМК-1 с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
8	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.19, ОВ-110кВ СОФ-2	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RALX- Р4В-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.18, КЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Чувашин- ская II цепь	ТРГ-110 Кл.т. 0,2S 750/5 Рег. № 49201-12 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	A1802RLX-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380G5	Ак- тивная	0,6	1,5
								Реак- тивная	1,1	2,5
10	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.14, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Новокуз- нецк-Сортировоч- ный	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	EA02RALX- P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
11	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.12, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Томь-Усин- ская ГРЭС I цепь с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	EA02RALX- P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
12	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.11, ОВ-110кВ СОФ-1	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	EA02RALX- P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
13	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.10, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Томь-Усин- ская ГРЭС II цепь с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	EA02RALX- P4B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.7, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Кедровая I цепь с отпайкой на ПС Малиновскую	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
15	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.5, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Кедровая II цепь с отпайкой на ПС Малиновскую	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
16	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.3, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Темирская I цепь с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9
17	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Южно-Кузбасская ГРЭС - Темирская II цепь с отпайками	ТРГ-110 II* Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 26813-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А; В; С	ЕА02RLX-P2B-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-97				Ак- тивная	1,0	2,9
								Реак- тивная	2,0	4,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
18	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.0, ВЛ 35кВ М- 16 (ЮК ГРЭС – ПС Калтанская)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная	1,0	2,2
								Реак- тивная	1,8	4,0
19	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ М- 15 (ЮК ГРЭС – ПС Калтанская)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,0	2,2
								Реак- тивная	1,8	4,0
20	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.3, ВЛ 35кВ М-6 (ЮК ГРЭС – ПС Николаевская с от- пайкой на ПС Кор- чакольская)	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.5, ВЛ 35кВ М-5 (ЮК ГРЭС – ПС Николаевская с от- пайкой на ПС Кор- чакольская)	ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С ТВЭ-35УХЛ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 13158-04 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,6
22	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.7, ВЛ 35кВ М-8 (ЮК ГРЭС – ПС Осинниковский Водозабор)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Ак- тивная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Южно-Кузбасская ГРЭС, ОРУ-35кВ, яч.8, ВЛ 35кВ М-7 (ЮК ГРЭС – ПС Осинниковский Водозабор)	ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-35 III Кл.т. 0,5 35000/√3/ 100/√3 Рег. № 21257-06 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-09	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380G5	Ак- тивная Реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,0
		ТВ-35-II Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 19720-06 Фазы: А; В; С								
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)										±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 20, 21 для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 2 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	23
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 20, 21 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 20, 21 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 50000 2 120000 2 75000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	74
при отключении питания, лет, не менее	5
для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	180
при отключении питания, лет, не менее	30
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	45
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110	6
Трансформаторы тока	ТВ	24
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	51
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	18
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	15
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	HP Proliant DL380G5	1
Методика поверки	МП ЭПР-354-2021	1
Формуляр	85599429.446453.002 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Южно-Кузбасская ГРЭС» (ПАО «ЮК ГРЭС»)

ИНН 4222010511

Адрес: 652740, Россия, Кемеровская обл. г. Калтан, ул. Комсомольская, 20

Телефон: (384-72) 3-92-33

Факс: (384-72) 3-92-50

Web-сайт: www.ukgres.ru

E-mail: ukgres.reception@mechel.com

Испытательный центр

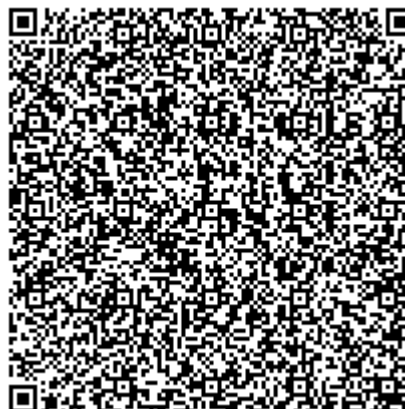
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82749-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Сибирский магнезит I цепь	ТВГ-УЭТМ®, Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3:100/√3 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU- 325T Рег № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
2	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Сибирский магнезит II цепь	ТВГ-УЭТМ®, Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =220000/√3:100/√3 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская I цепь (С-641)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская II цепь (С-642)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Переклазовый завод (С-643)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Потаскуй (С-644)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская I цепь(С-645)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
8	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская II цепь(С-646)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ОВ 110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,5S КТТ = 1000/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
10	ф. 40-07	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ф. 40-08	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ф. 40-09	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	ф. 40-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	ф. 40-11	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
15	ф. 40-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
16	ф. 40-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
17	ф. 40-14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
18	ф. 40-15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КТН = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ф. 40-16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег. № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
20	ф. 40-18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и RTU-325T без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %	δ _{wo} ^A %	δ _{wo} ^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,8	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
9	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
10 - 20	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
9	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
	1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
10 - 20	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{W0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{W0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25

Окончание таблицы 5

1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ, ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ЕМНК.466454.030.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	33
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®	6
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18
Трансформаторы тока	ТВГ-110	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	НДКМ-220	6
Счетчики	Альфа А1800	20
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
Устройство синхронизации системного времени	РСТВ-01	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Формуляр	ЕМНК.466454.030.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Методика поверки	МП-327-РА.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: (495) 710-93-33

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82750-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (3 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ООО «Энергоконсалт», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) ООО «Энергоконсалт», устройство синхронизации времени УСВ-2 (УСВ) и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в рамках регламентов ОРЭМ иным заинтересованным сторонним и инфраструктурным организациям.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

Измерительная информация записывается в базу данных ИВК ООО «Энергоконсалт» в автоматическом режиме, один раз в сутки сервер автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде xml-файлов установленных форматов. Файл с результатами измерений по электронной почте автоматически направляется на АРМ энергосбытовой организации-субъекта Оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ). Передача информации от АРМ энергосбытовой организации-субъекта ОРЭМ и при необходимости смежным субъектам ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется по каналу связи сети Internet в соответствии с действующими требованиями к предоставлению информации.

При необходимости передачи с использованием ЭЦП конфигурационные возможности ИВК позволяют осуществлять автоматическую передачу xml-файлов установленных форматов с использованием ЭЦП непосредственно в адрес АО «АТС» и (или) иных заинтересованных организаций.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ на основе приемника сигналов точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЗРУ-10 кВ РП ЖБИ яч. 1	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	Меркурий 230 ART2-00 PQCSIGDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
2	ЗРУ-10 кВ РП ЖБИ яч. 26	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 70324-18	Меркурий 230 ART2-00 PQCSIGDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	ЗРУ-10 кВ РП ЖБИ яч. 8	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	Меркурий 230 ART-00 PQCSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЗРУ-10 кВ РП ЖБИ яч. 17	ТПЛ-10с Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 29390-05	НАМИТ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 70324-18	Меркурий 230 ART-00 PQCSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
5	ПС-110/10 Бурдун, ЗРУ-10кВ яч. 19, КЛ-10 кВ «ТРЦ- 1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7
6	ПС-110/10 Бурдун, ЗРУ-10кВ яч. 12, КЛ-10 кВ «ТРЦ- 2»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛ-06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
7	РП-55 10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ ТП-1011	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
8	РП-55 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ ТП-1011	ТПЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-10-66У3 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	РП-ТРЦ Колумб 10 кВ, яч. 1, КЛ- 10 кВ Орион-1	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	РП-ТРЦ Колумб 10 кВ, яч. 20, КЛ-10 кВ Орион-2	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 15128-03	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
11	ПС-110/10 кВ Загородная, ЗРУ-10 кВ, яч.45, КЛ-10 кВ РП-109-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
12	ПС-110/10 кВ Загородная, ЗРУ-10 кВ, яч.22А, КЛ-10 кВ РП-109-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
13	ВРУ-0,22 кВ «5К14-1,2» «УТСК»	-	-	Меркурий 206 PRSNO Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 46746-11		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС-110/10 кВ Мурманская, ЗРУ-10 кВ, яч.19, КЛ-10 кВ Арсиб-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
15	ПС-110/10 кВ Мурманская, ЗРУ-10 кВ, яч.20, КЛ-10 кВ Арсиб-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
16	ПС-110/10 кВ Чермет, КРУ-10 кВ, яч.№7, КЛ- 10 кВ УМН-1	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,9	±2,9
						реактивная	±2,4	±4,7
17	ПС-110/10 кВ Чермет, РП- Станция 10 кВ, яч.13, КЛВ-10 кВ Термобриг	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7
18	ТП-716 10/0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 36382-07	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
19	ТП- БПТО 10/0,4 кВ, ввод -0,4 кВ №1	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ТП- БПТО 10/0,4 кВ, ввод -0,4 кВ №2	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Dell R340 - Dell R330	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
21	ТП-5 «Термобриг», Ввод 0,4 кВ №1	ТТН Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 58465-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
22	ТП-5 «Термобриг», Ввод 0,4 кВ №2	ТТН Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 58465-14	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
23	ТП-10/0,4 кВ ООО Сибирь Пром Комплект, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл. т. 0,5S КТТ 20/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2 КТН 10000/√3:100/√3 Рег. № 71707-18	Меркурий 234 ART-00P Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 23 от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +45 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Меркурий 230 ART2-00 PQCSIGDN, для электросчетчика Меркурий 230 ART-03, Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN для электросчетчика Меркурий 230ART-00 PQCSIDN, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R, Меркурий 234 ART-00P для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.03 для электросчетчика Меркурий 206 PRSNO - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 140000 220000 165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор тока	ТПЛ-СВЭЛ	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТТН	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART2-00 PQCSIGDN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQCSIDN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.03	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 206 PRSNO	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-00P	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 039-2021	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.026-03.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (3 очередь), аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Энергоконсалт» (3 очередь)

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Юридический адрес: 111020, г.Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Телефон: +7 (495) 772-41-56

Факс: +7 (495) 544-59-88

E-mail: info@srza.ru

Испытательный центр

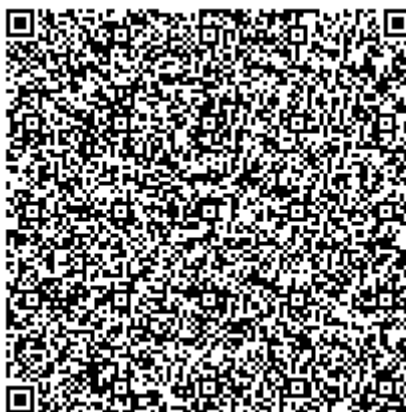
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82751-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока TG 145N УХЛ1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока TG 145N УХЛ1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока имеют опорную конструкцию и состоят из металлического основания, изоляционной крышки и головной части, в которой расположены магнитопроводы, первичная и вторичные обмотки.

Первичная обмотка выполнена в виде токоведущих шин, проходящих сквозь тороидальные магнитопроводы со вторичными обмотками. Вторичные обмотки равномерно распределены по сердечникам магнитопроводов. Выводы вторичных обмоток пропущены через опорную трубу и подключены к контактной коробке, закрепленной на раме основания трансформаторов тока. Контактная коробка закрывается съемной защитной крышкой, которая пломбируется от несанкционированного доступа.

Высоковольтная изоляция внутри трансформаторов тока обеспечивается за счет элегазовой смеси.

Трансформаторы тока предназначены для наружной установки. Рабочее положение в пространстве – вертикальное.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока TG 145N УХЛ1 зав. № 03631, 03632, 03634, 03635, 03636.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы тока не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.

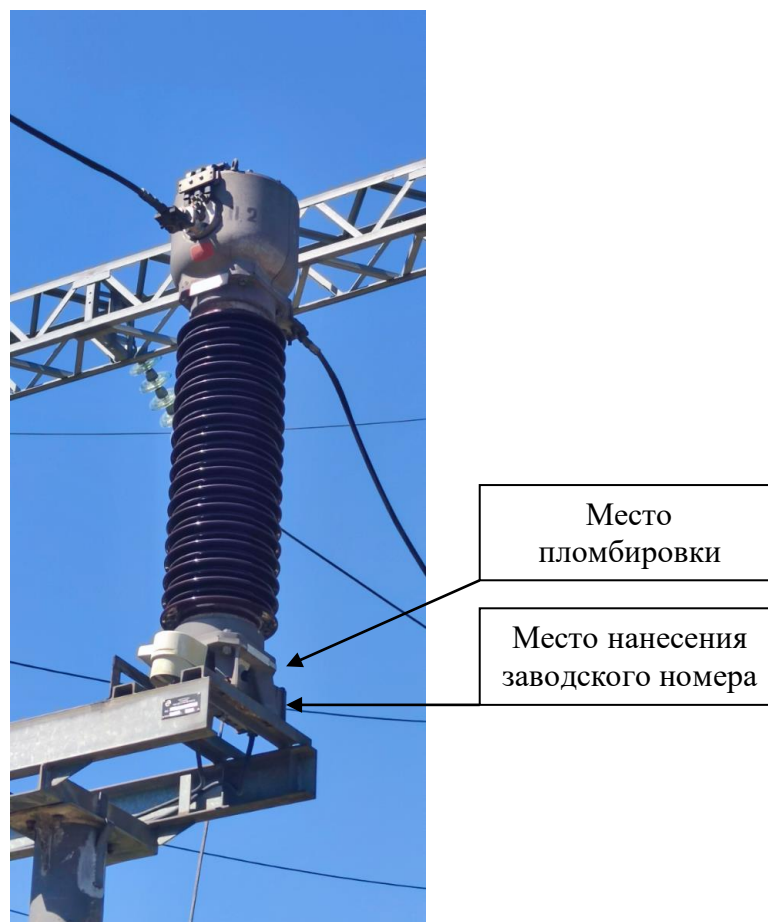


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	03631, 03632, 03634, 03635, 03636
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	750
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -60 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TG 145N UXЛ1	1 шт.
Паспорт	TG 145N UXЛ1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока TG 145N UXЛ1

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Филиал общества с ограниченной ответственностью «АББ Электроинжиниринг»
(ООО «АББ Электроинжиниринг») в г. Екатеринбурге
ИНН 7718106895
Адрес: 620066, г. Екатеринбург, ул. Бархотская, 1
Телефон: +7 (343) 35-111-35 / +7 (343) 35-11-45
Web-сайт: www.abb.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82752-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ELK-CT0 L

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ELK-CT0 L (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока сконструированы специально для установки в КРУЭ и не являются обособленным конструктивным узлом. Соединение с соседними модулями происходит при помощи штепсельных контактов. В качестве первичных обмоток используются токопроводы КРУЭ. Вторичные обмотки расположены на ферромагнитных кольцевидных сердечниках, смонтированных на цилиндрических основаниях. Выводы вторичных обмоток присоединены к контактам, смонтированным на клеммной колодке, которая помещена в металлический заземленный корпус. Крышка контактной коробки пломбируется для предотвращения несанкционированного доступа к клеммам. Высоковольтная изоляция внутри трансформатора тока обеспечивается за счет заполнения элегазом под давлением. Рабочее давление контролируется датчиком плотности элегаза. В случае повышения давления выше допустимых значений предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ELK-CT0 L зав. № 2008.2728.11/1, 2008.2728.11/2, 2008.2728.11/3.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы тока не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.

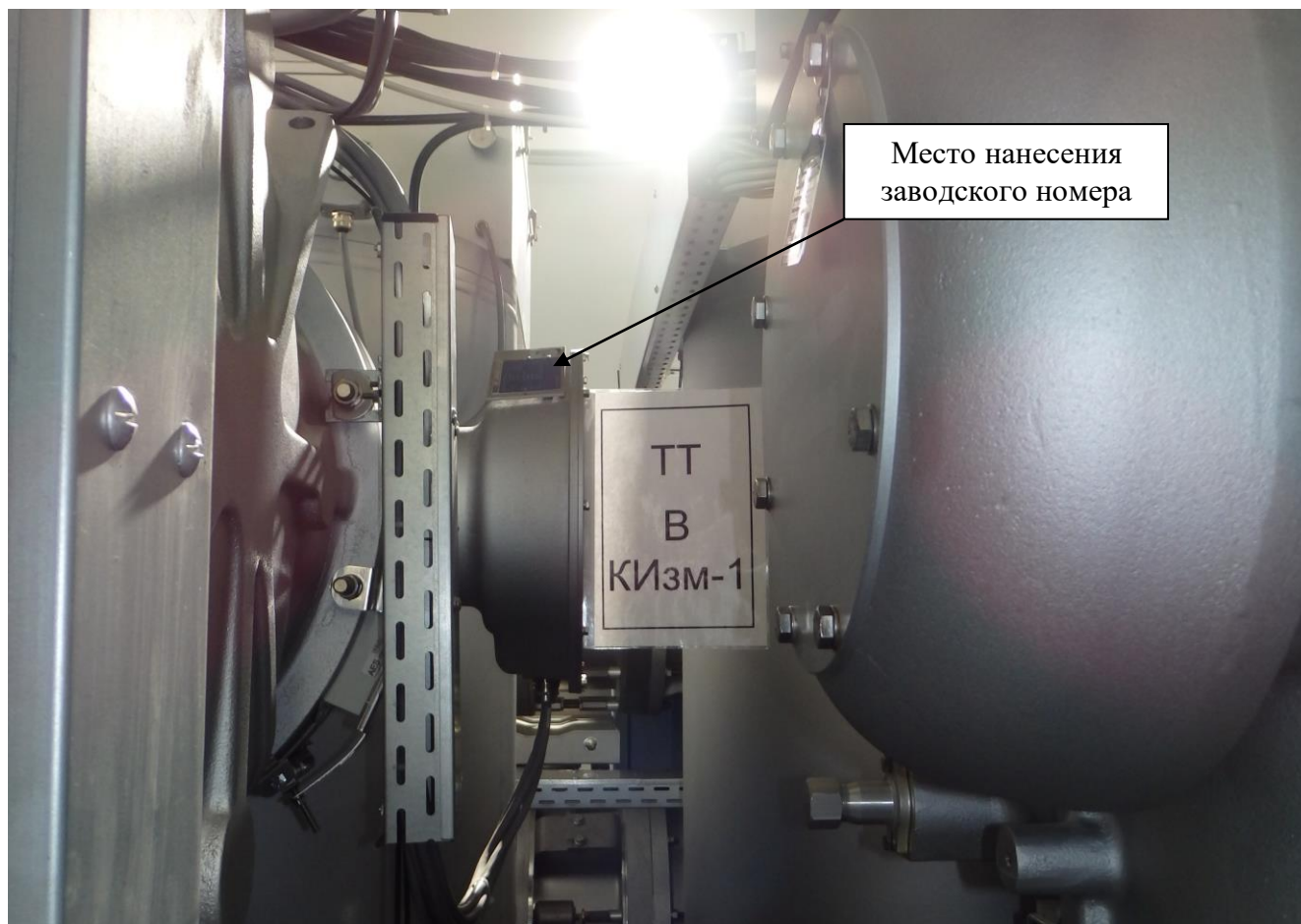


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров 2008.2728.11/1, 2008.2728.11/2, 2008.2728.11/3
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -30 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ELK-CT0 L	1 шт.
Паспорт	ELK-CT0 L	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ELK-CT0 L

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «PFIFFNER Messwandler AG», Швейцария
Адрес: CH – 5042 Hirschthal, Switzerland

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



Регистрационный № 82753-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НОМ-10-66У2

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НОМ-10-66У2 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

Трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода и двух обмоток, которые помещаются в бак, заполненный маслом. Магнитопровод — однофазный, броневого типа. Обмотки слоевые, намотанные на цилиндр из электрокартона одна на другую. Первичная обмотка состоит из двух катушек, соединенных последовательно, и имеет два электростатических экрана для защиты от перенапряжений. На крышке смонтированы вводы первичной и вторичной обмоток, размещена пробка для доливки трансформаторного масла.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НОМ-10-66У2 зав. № 1841, 1914.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	1841, 1914
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	100
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	75

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66У2	1 шт.
Паспорт	НОМ-10-66У2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам напряжения НОМ-10-66У2

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Трансформаторный завод, Таджикистан (изготовлены в 1980 г.)
Адрес: 735140, Таджикистан, г. Курган-Тюбе, ул. Б.Гафурова, 1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

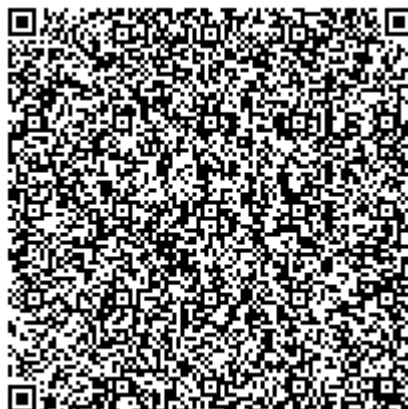
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82754-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока J110-3S

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока J110-3S (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока являются однофазными трансформаторами, состоящими из первичной и вторичной обмоток, помещенных в фарфоровую крышку, заполненную трансформаторным маслом. Крепление фарфоровой крышки к основанию механическое. Основание трансформаторов представляет собой сварную коробку из стального листа, в которой расположен клеммник с выводами вторичных обмоток. Выводы закрыты крышкой, на которой укреплена табличка технических данных.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока J110-3S зав. № 209843, 209845, 209846.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на трансформаторы тока не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	209843, 209845, 209846
Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	750
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	40

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	J110-3S	1 шт.
Паспорт	J110-3S	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока J110-3S

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «ZWAR», Польша

Адрес: 06-300 Przasnysz, ul. Lesno 59, Poland

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



Регистрационный № 82755-21

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТГФМ-220III УХЛ1*

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТГФМ-220III УХЛ1* (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Внешний вид трансформаторов тока представляет собой опорную конструкцию. Трансформаторы тока одноступенчатые, с газовой изоляцией.

Основными составными частями трансформатора являются:

- металлический корпус с мембраной;
- фарфоровая крышка;
- блок вторичных обмоток в экране;
- основание, в котором имеются сигнализатор давления на обратном клапане, обратный клапан для заполнения газом.

Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на основании и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТГФМ-220III УХЛ1* зав. № 1110, 1109, 1108, 1106, 1105, 1103.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	1110, 1109, 1108, 1106, 1105, 1103
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -50 до +40

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-220III УХЛ1*	1 шт.
Паспорт	ТГФМ-220III УХЛ1*	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока ТГФМ-220III УХЛ1*

Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Открытое акционерное общество высоковольтного оборудования «Электроаппарат»
(ОАО ВО «Электроаппарат»)

ИНН 7801032688

Адрес: 199106, г. Санкт-Петербург, 24-я линия В.О., д. 3—7

Телефон: +7 (812) 677-83-83

Факс: +7 (812) 677-83-84

Web-сайт: www.ea.spb.ru

E-mail: box@ea.spb.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31

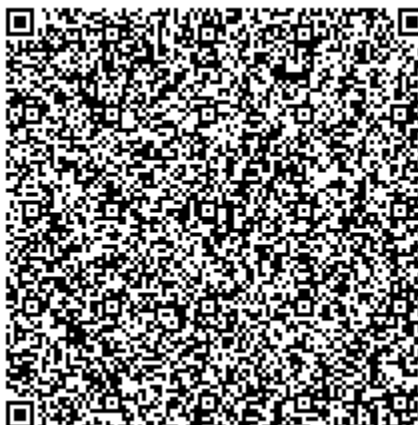
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82756-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока TPU

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока TPU (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

Трансформаторы тока однофазные, по принципу конструкции – опорные, с литой изоляцией. Трансформаторы тока установлены в комплектные распределительные устройства (КРУ).

Трансформаторы тока содержат магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки, залитые эпоксидным компаундом, который обеспечивает основную изоляцию и формирует корпус трансформатора. Выводы первичной обмотки выведены на верхнюю часть литого корпуса в виде контактных площадок с двумя отверстиями для болтов. Вторичные обмотки выведены в литую коробку для зажимов, закрытую пластмассовой крышкой и расположенную у основания трансформатора на узкой боковой стенке. Крышка, закрывающая зажимы, пломбируется для исключения несанкционированного доступа. На корпусе размещена табличка с указанием заводских номеров и технических данных.

Трансформаторы тока выпущены в следующих модификациях TPU 70.63, TPU 73.63, которые отличаются друг от друга значениями номинального первичного тока.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока модификации TPU 70.63 зав. № 1VLT5109039510, 1VLT5109039509, 1VLT5109039507, 1VLT5109039508, 1VLT5109039512, 1VLT5109039511 и модификации TPU 73.63 зав. № 1VLT5109039500, 1VLT5109039503, 1VLT5109039501, 1VLT5109039502, 1VLT5109039498, 1VLT5109039499.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, нанесен на табличку в месте, указанном на рисунке 1.

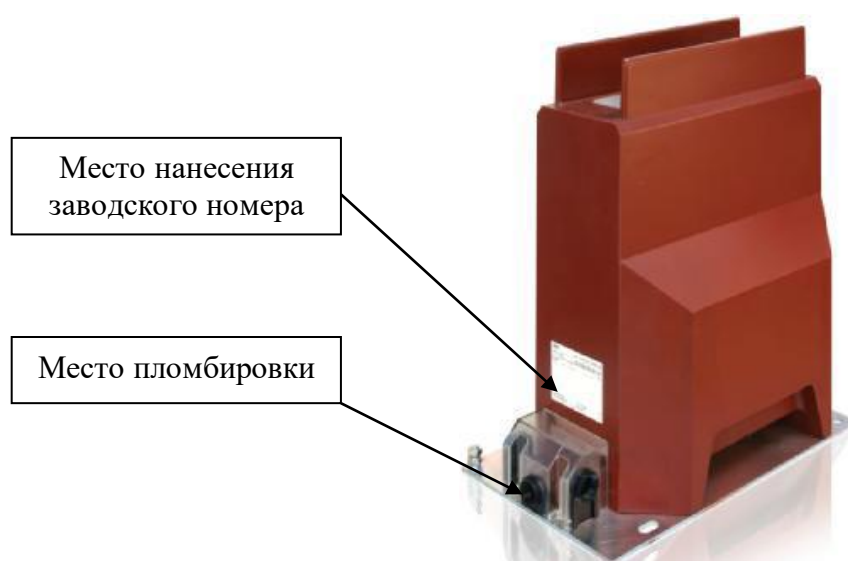


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики TPU 70.63

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	1VLT5109039510, 1VLT5109039509, 1VLT5109039507, 1VLT5109039508, 1VLT5109039512, 1VLT5109039511
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20

Таблица 2 – Метрологические характеристики TPU 73.63

Наименование характеристики	Значение
Заводской номер	1VLT5109039500, 1VLT5109039503, 1VLT5109039501, 1VLT5109039502, 1VLT5109039498, 1VLT5109039499
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	20

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -25 до +50

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TPU 70.63 (TPU 73.63)	1 шт.
Паспорт	TPU 70.63 (TPU 73.63)	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к трансформаторам тока TPU

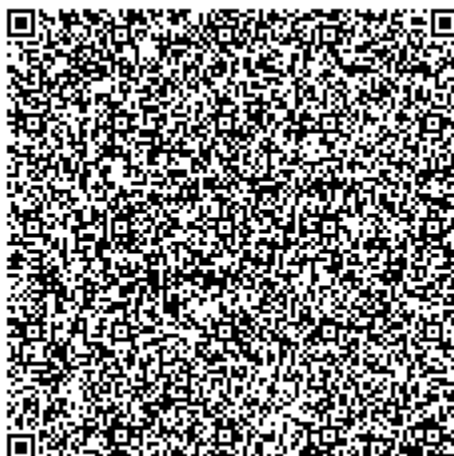
Техническая документация изготовителя

Изготовитель

Фирма «ABB s.r.o.», Чехия
Адрес: Videnska 117, 619 00 Brno, Czech republic
Телефон: +420 547 152 602
Факс: +420 547 152 626
Web-сайт: www.abb.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82757-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анемометры крыльчатые VA

Назначение средства измерений

Анемометры крыльчатые VA (далее по тексту – анемометры или приборы) предназначены для измерений скорости воздушного потока, а также температуры и относительной влажности окружающего воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия приборов при измерении скорости воздушного потока основан на тахометрическом принципе, при котором частота вращения первичного преобразователя (крыльчатки) пропорциональна скорости воздушного потока, в который он помещен. Скорость вращения крыльчатки преобразуется в электрический сигнал индуктивным преобразователем.

Принцип действия приборов при измерении температуры окружающего воздуха основан на обратной зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента (термистора (NTC)) от температуры измеряемой среды.

Принцип измерения относительной влажности основан на изменении электрической емкости датчиков в зависимости от количества сорбированной влаги на полярном полимерном сорбенте, используемом в качестве влагочувствительного слоя.

Анемометры являются портативными микропроцессорными приборами с автономным питанием и возможностью отображения измеряемых параметров на встроенном жидкокристаллическом дисплее. Приборы состоят из электронного блока и внешнего зонда, образующего моноблочную конструкцию с электронным блоком.

Анемометры VA изготавливаются следующих моделей: VA-AM8020 и VA-AM8021. Модели приборов различаются наличием у модели VA-AM8021 по сравнению с VA-AM8020 канала измерений относительной влажности. От механических повреждений в процессе транспортировки и хранения зонд-крыльчатка анемометров защищается защитной крышкой.

Фотографии общего вида анемометров приведены на рисунках 1-4. Цветовая гамма корпусов анемометров может быть изменена по решению изготовителя в одностороннем порядке.

Заводской номер приборов в виде цифрового или буквенно-цифрового кода нанесен на наклейку, прикрепленную к тыльной стороне корпуса анемометров (рисунок 5). Конструкция прибора не предусматривает нанесение знака поверки на корпус.

Пломбирование приборов не предусмотрено.

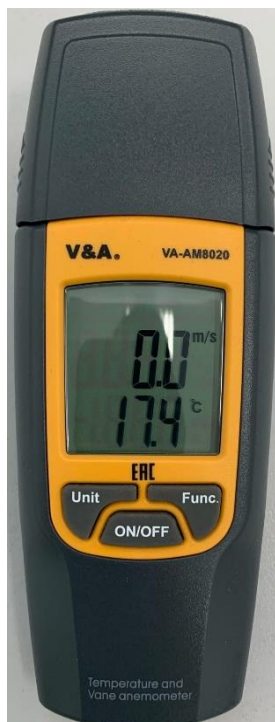


Рисунок 1 – Анемометр крыльчатый VA модели VA-AM8020 с защитной крышкой



Рисунок 2 - Анемометр крыльчатый VA модели VA-AM8020 без защитной крышки



Рисунок 3 - Анемометр крыльчатый VA модели VA-AM8021



Рисунок 4 - Анемометр крыльчатый VA модели VA-AM8021 без защитной крышки



Рисунок 5 – Место нанесения заводского номера анемометра крыльчатого VA

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) анемометров состоит из встроенного, метрологически значимого ПО.

ПО устанавливается во время производственного цикла в микропроцессор прибора, оно недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия. Метрологические характеристики приборов нормированы с учетом влияния данного ПО.

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендацией по метрологии Р 50.2.077-2014

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция анемометра крыльчатого исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики анемометров крыльчатых VA приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели)	
	VA-AM8020	VA-AM8021
Диапазон измерений температуры, °C	от -10 до +50	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерений температуры, °C: - в диапазоне от -10 до 0 °C не включ. - в диапазоне от 0 до +50 °C	±1,5 ±1,0	
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,4 до 20	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерений скорости воздушного потока, м/с	±(0,5+0,02·V ^(*))	
Диапазон измерений относительной влажности, % (в диапазоне температур окружающего воздуха от +5 до +60 °C)	-	от 5 до 95
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерений влажности, %	-	±5,0
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда) дисплея прибора, м/с/°C/%	0,1	
Примечание: (*) – где V - значение измеряемой скорости воздушного потока, м/с.		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение (в зависимости от модели)	
	VA-AM8020	VA-AM8021
Габаритные размеры, мм, не более	165×60×36	165×60×36
Масса, г, не более	157,1	159,0
Напряжение питания постоянного тока, В	4,5 (3 алкалиновые батареи типа AAA)	
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от -10 до +50 95	
Средний срок службы, лет, не менее	8	
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40 000	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом или методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование и обозначение	Обозначение	Количество
Анемометр крыльчатый VA	Модель в соответствии с заказом	1 шт.
Батарея питания	тип «AAA», 1,5 В	3 шт.
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) выполнения измерений
приведены в разделе 4.4 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анемометрам крыльчатым VA

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

Приказ Росстандарта № 2815 от 25 ноября 2019 г. Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока.

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений влажности газов.

Техническая документация фирмы-изготовителя.

Изготовитель

Фирма «SHANGHAI V&A INSTRUMENT CO., LTD.», Китай

Адрес: 881 Ye Cheng Road Jia Ding district, Shanghai, 201821, China

Телефон: +86 21 69523164, факс: +86 21 69523221

Web-сайт: www.mastech.com.cn

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

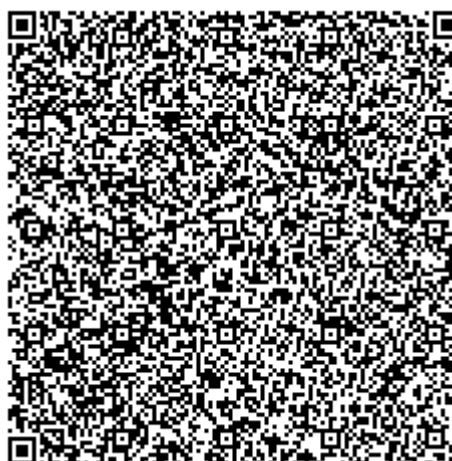
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82758-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термоманометры Автон А835

Назначение средства измерений

Термоманометры Автон А835 (далее по тексту – термоманометры) предназначены для измерений температуры и давления газообразных и жидких сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термоманометров при измерении температуры основан на зависимости электрического сопротивления платинового термопреобразователя сопротивления от температуры.

Принцип действия термоманометров при измерении давления основан на преобразовании упругой деформации чувствительного элемента, выполненного в виде мембраны, в изменение сопротивления тензорезисторов, расположенных на мембране и включенных по мостовой схеме. Выходное напряжение моста изменяется пропорционально приложенному давлению.

Термоманометры осуществляют автоматические измерения температуры и давления, обработку полученных сигналов с помощью электронного устройства обработки сигналов и передачу результатов измерений посредством интерфейса связи Bluetooth Low Energy.

Конструктивно термоманометры выполнены в цилиндрическом корпусе из поликарбоната, закрытого с одного из торцов металлической частью, с установленным в ней первичным преобразователем давления (датчик давления). Первичный преобразователь температуры (датчик температуры) в зависимости от исполнения термоманометра может быть расположен внутри корпуса термоманометра или во внешнем термошупе (выносном с соединительным кабелем или присоединенному к корпусу термоманометра). Присоединительная часть корпуса со встроенными датчиками и присоединительная часть внешнего термошупа могут иметь стандартную манометрическую резьбу M20x1,5 мм, резьбу G1/2 или нестандартную по заказу. Внутри корпуса размещены электронное устройство обработки сигналов датчиков, совмещенное с устройством радиосвязи, и элемент питания типа «D» с номинальным напряжением 3 В, либо типа «А» с номинальным напряжением 3,6 В.

Структура условного обозначения с различными вариантами исполнений термоманометров приведена на рисунке 1. Общий вид термоманометров с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 2. Заводской номер наносится на этикетку, прикреплённую на корпус термоманометра. Конструкция средства измерений не предусматривает нанесение знака поверки на термоманометры.

Пломбирование термоманометров не предусмотрено.

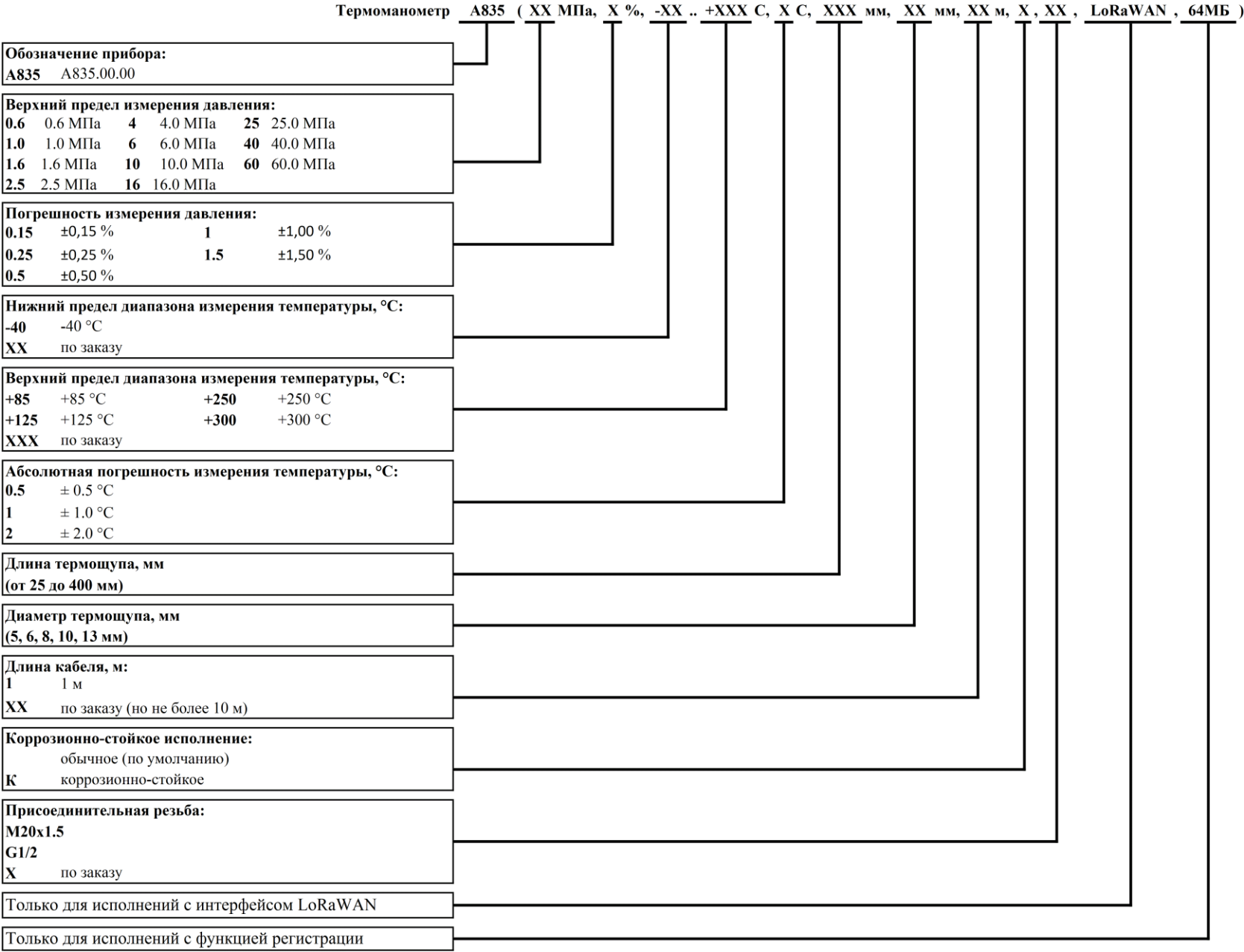


Рисунок 1 – Структура условного обозначения термоманометров Автон А835



Рисунок 2 - Общий вид термоманометров Автон А835
с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) термоманометров Автон А835 состоит из встроенного и автономного ПО.

Встроенное, метрологически значимое, ПО «A835.hex» устанавливается во внутреннюю память термоманометра на предприятии-изготовителе во время производственного цикла и предназначено для обработки и передачи результатов измерений на систему верхнего уровня. ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия.

Автономное ПО «ThermomanometerMeasure.exe» с метрологически значимой частью «A8xxClient40.dll» (далее – ПО) предназначено для взаимодействия с термоманометрами Автон. Программирование и чтение результатов измерений выполняются по радиоканалу, соответствующему спецификации Bluetooth Low Energy и обеспечивающему передачу цифровых данных. ПО может быть использовано для настройки термоманометров для проведения измерений, вычитывания результатов измерений, а также предназначено для проведения первичных и периодических поверок термоманометров.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	A835.hex
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	9409
Цифровой идентификатор ПО	4188333982
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные автономного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	A8xxClient40.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3178263899
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Уровень защиты автономного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики термоманометров приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нижний предел диапазона измерения абсолютного давления, МПа	0,09
Верхний предел диапазона измерения абсолютного давления, МПа	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 60,0
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности канала измерений давления, % (от диапазона измерений)	$\pm 0,15$; $\pm 0,25$; $\pm 0,50$; $\pm 1,00$; $\pm 1,50$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности канала измерений давления, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, % (от диапазона измерений), на каждые 10 °С	$\pm 0,03$

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры ⁽¹⁾ , °С	от -40 до +85 от -40 до +125 ⁽²⁾ от -40 до +250 ⁽²⁾ от -40 до +300 ⁽²⁾⁽³⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	± 0,5 ⁽⁴⁾ ; ± 1,0; ± 2,0
Примечания: (1) – по специальному заказу допускается изготовление термоманометров с нижним и верхним пределами диапазона измерений температуры, соответственно, не ниже и не выше пределов, приведенных в таблице; (2) - только для вариантов исполнения с расположением датчика температуры во внешнем термошупе выносного исполнения; (3) - исполнение с клеммной головкой; (4) - только для исполнений с диапазоном измерений от -40 до +85 °С, от -40 до +125 °С.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина × наружный диаметр), мм, не более: – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры внутри корпуса – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры во внешнем термошупе выносного исполнения – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры в присоединенном к корпусу внешнем термошупе	156×63 168×63 163×63
Габаритные размеры термошупа выносного исполнения, мм: – длина монтажной части – диаметр	от 25 до 400 5; 6; 8; 10
Габаритные размеры термошупа исполнения с присоединением к корпусу, мм: – длина монтажной части – диаметр	50; 68; 104 13
Длина соединительного кабеля внешнего термошупа выносного исполнения, м	от 1 до 10
Масса, кг, не более – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры внутри корпуса – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры во внешнем термошупе выносного исполнения – для вариантов исполнения с расположением датчика температуры в присоединенном к корпусу внешнем термошупе	0,85 4,6 1,1
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность воздуха, %	от +18 до +22 от 84 до 106,7 от 30 до 80

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха (при окружающей температуре +25 °C), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -40 до +85 98 от 84 до 106,7
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T4 Ga X
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-2015	IP68
Средняя наработка на отказ, ч	87 000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на этикетку, прикрепленную на корпус термоманометра, и на титульные листы паспорта (руководства по эксплуатации) и формуляра.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термоманометр Автон А835	в соответствии с кодом заказа	1 шт.
Радиоинтерфейс	A504.00.00	1 шт.
Паспорт (руководство по эксплуатации)	A835.00.00 РЭ	1 экз.
Формуляр	A835.00.00 ФО	1 экз.
Методика поверки	МП 207-020-2021	по запросу
Программное обеспечение для поверки	ThermomanometerMeasure.exe	1 экз.
Упаковочная тара	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 документа А835.00.00 РЭ Термоманометры Автон. Паспорт (руководство по эксплуатации).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к термоманометрам Автон А835

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июня 2018 г. № 1339 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа».

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне 1×10^{-1} - 1×10^7 Па».

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

ТУ 26.51.52-001-72506490-2020 Термоманометры Автон. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Автограф» (АО «Автограф»)

Адрес: 424020, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола ул. Красноармейская, 97а
ИНН 1215094321

Тел.: +7 (8362) 63-22-10

E-mail: auton@autograph.com.ru

Испытательный центр

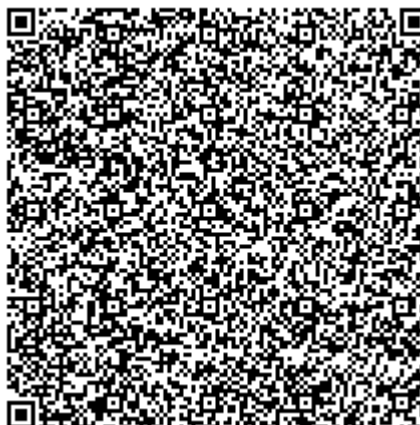
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82759-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-93

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-93 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	ГРЩ-1 0,4 кВ ТК-93 Лента, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	HP Pro- Liant DL160 Gen10	Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
2	ГРЩ-2 0,4 кВ ТК-93 Лента, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
3	ЩГП-1 0,4 кВ ТК-93 Лента, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
4	ЩГП-2 0,4 кВ ТК-93 Лента, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	—	Меркурий 234 ARTM-03 РВ.G Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11			Актив- ная	1,0	3,3
							Реак- тивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									± 5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 10

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадаания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадаания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	12
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	HP ProLiant DL160 Gen10	1
Методика поверки	МП ЭПР-350-2021	1
Паспорт-формуляр	ЛНТА.411711.002.ПФ.015	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-93», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», аттестат аккредитации № RA.RU.312078 от 07.02.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-93

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Лента» (ООО «Лента»)
ИНН 7814148471
Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, литера Б
Телефон (факс): (812) 380-61-31
Web-сайт: lenta.com
E-mail: info@lenta.com

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация Комплект Учет Проект» (ООО «АКУП»)
ИНН 7725743133
Адрес: 111024, г. Москва, ул. 2-я Энтузиастов, д. 5, корп. 40, офис 307
Телефон: (985) 343-55-07
E-mail: proekt-akup@yandex.ru

Испытательный центр

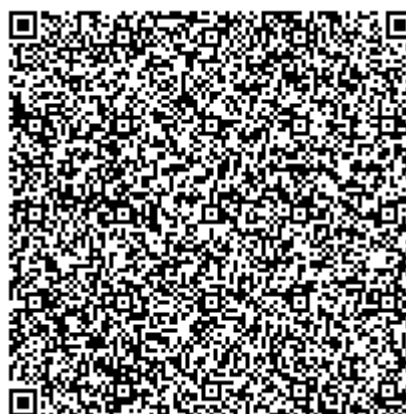
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82760-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ РПП-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ РПП-1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчика в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчика с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчике электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчике электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	ф.0,4 кВ РТСН	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ТК16L рег.№ 36643-07

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчика активной и реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ - для счетчика - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчик электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 55000
Глубина хранения информации счетчик электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
- пароль на счетчике электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц19.273.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ РПП-1», аттестованной ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ РПП-1

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82761-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вологодская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вологодская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ ГПЗ-1	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	ТН 1СШ, ф. А, В: НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 81882-21 ТН 1СШ, ф. С: НКФ-220-58 кл.т. 1,0 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1382-60	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU325 рег. № 19495-03
2	ВЛ 220 кВ ГПЗ-2	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 6540-78	ТН 2СШ, ф. А, В, С: НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ОВВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 6540-78	ТН 1СШ, ф. А, В: НКФ-220-58 У1 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 81882-21 ТН 1СШ, ф. С: НКФ-220-58 кл.т. 1,0 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 1382-60 ТН 2СШ, ф. А, В, С: НАМИ-220 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 20344-05	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU325 рег. № 19495-03
4	ВЛ 10 кВ Вологодская- Ермаково (ВЛ 10 кВ ПС-500)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{тт} = 100/5 рег. № 25433-08	НАМИТ-10-2 кл.т. 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	2,0	1,4	1,3
	0,8	-	3,1	2,0	1,8
	0,5	-	5,8	3,6	3,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,8	-	4,7	3,0	2,6
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
4 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,9	2,9	2,1	2,1
	0,5	3,2	2,1	1,6	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	2,1	1,5	1,4
	0,8	-	3,2	2,1	1,9
	0,5	-	5,9	3,7	3,1
2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,8	-	4,9	3,3	2,9
	0,5	-	3,0	2,2	2,1
2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
4 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	3,7	2,6	2,5
	0,5	4,4	2,8	2,1	2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной и реактивной энергии	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	- от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 40000 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	9 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	2 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	4 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	1 шт.
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ПТР.Ц16.274.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вологодская», аттестованной ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.311298 в Реестре аккредитованных лиц.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вологодская

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Web-сайт: www.ackye.ru

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

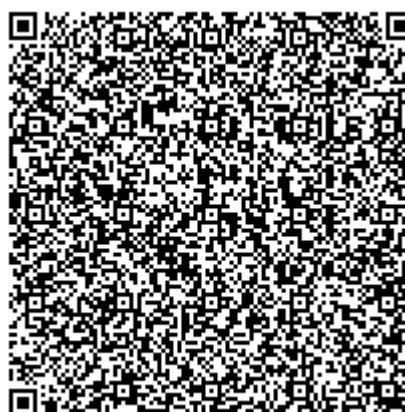
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82767-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители частичных разрядов ТОРАЗ ВЧ

Назначение средства измерений

Измерители частичных разрядов ТОРАЗ ВЧ (далее – измерители) предназначены для измерений характеристик частичных разрядов (далее - ЧР).

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на детектировании высокочастотных импульсов напряжения частичных разрядов, возникающих внутри изоляции, посредством датчиков ЧР, установленных на объекте испытаний, с последующей обработкой сигнала с помощью аналогово-цифрового преобразования и дальнейшей передачей его на сервер по оптоволоконной сети.

Измерители применяются для анализа и оценки интенсивности и распределения импульсов ЧР, предупреждения об аварийном состоянии высоковольтных кабелей, концевых и соединительных муфт (повышенной интенсивности старения электрической изоляции и вероятности возникновения электрического пробоя) путём регистрации параметров частичных разрядов (ЧР) и контроля динамики их развития.

Измерители применяются при анализе технического состояния изоляции кабельных линий.

Функционально измерители состоят из:

- внешних измерительных датчиков ЧР, установленных на каждом сетевом компоненте (опционально);
- датчика измерения фазы, установленного на одной из фаз силового кабеля;
- высоковольтного индукционного источника питания, предназначенного для электропитания измерителей при отсутствии промышленных источников питания (опционально);
- блока сбора и обработки данных, в котором сигналы ЧР от каждого контролируемого канала силового кабеля стробируются, усиливаются, собираются и анализируются модулем высокоскоростного сбора данных, а после передаются на сервер через оптоволоконную сеть;
- локального или централизованного сервера в сочетании с базой данных, который выполняет вычисления и анализ сигналов унифицированным образом. Получая данные от блока сбора и обработки данных, выполняет хранение данных частичного разряда, отображение амплитуды частичного разряда, частоты разряда, спектра разряда и другой информации о частичном разряде, оценку неисправности кабеля.

Конструктивно измерители выполнены в виде стационарного моноблока из стального корпуса. В зависимости от модификации, измерители могут быть трех или шести канальными (с возможностью расширения для дополнительных датчиков). Все каналы измерения являются

независимыми и имеют: входное сопротивление 50 Ом, фильтр полосы частот, способный отделять шум импульсов ЧР по частотному наполнению и форме импульса, аналого-цифровой преобразователь.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом в виде буквенно-цифрового кода.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки в обязательном порядке на измерители не предусмотрено.



Рисунок 1 - Общий вид измерителей

Пломбирование измерителей не предусмотрено.

Программное обеспечение

Измерители имеют встроенное и внешнее программное обеспечение (далее - ПО).

Встроенное ПО является метрологически значимым. Метрологические характеристики измерителей нормированы с учетом влияния встроенного программного обеспечения. Встроенное ПО хранится в программируемой постоянной памяти измерителей и недоступно для конфигурации пользователем.

Внешнее ПО On-line PDMS предназначено для измерений с автоматическим сохранением в базе данных. ПО позволяет читать, обрабатывать результаты измерений, определять тип дефекта и расстояние до него, а также передавать информацию о ЧР по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS, МЭК 61850-8-1 GOOSE.

Характеристики ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	для встроенного ПО	для внешнего ПО
Идентификационное наименование ПО	PDM	On-line PDMS
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.0	1.1
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений кажущегося заряда, пКл	от 10 до 10000
Частота импульсов кажущегося заряда, Гц	от 100 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений кажущегося заряда, %	±10

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Степень защиты (IP) по ГОСТ 14254-2015	IP68
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +30 °С, %, не более	от -60 до +70 95
Параметры электрического питания: - от сети переменного тока: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - от сети постоянного тока: - напряжение постоянного тока, В	от 90 до 260 50±1 24±6
Потребляемая мощность, Вт, не более	18
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	172×473×433
Масса, кг, не более	24
Средняя наработка на отказ, ч	150000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом и на корпус измерителей методом трафаретной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель частичных разрядов TOPAZ ВЧ	-	1 шт.
Датчик измерения частичных разрядов	-	3 (6) шт.*
Датчик измерения фазы	-	1 шт.
Высоковольтный индукционный источник питания (опционально)	-	1 шт.
Емкостная развязка 100 пФ (опционально)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ПЛСТ.411168.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	ПЛСТ.411168.001 ПС	1 экз.
* по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Алгоритм измерения ЧР» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к измерителям частичных разрядов TOPAZ ВЧ

ГОСТ Р 55191-2012 Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов

ТУ 26.51.45-022-89466010-2019 Измерители частичных разрядов ТОРАЗ. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПиЭлСи Технолоджи» (ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

Адрес деятельности: 117449, г. Москва, Научный проезд, д.17

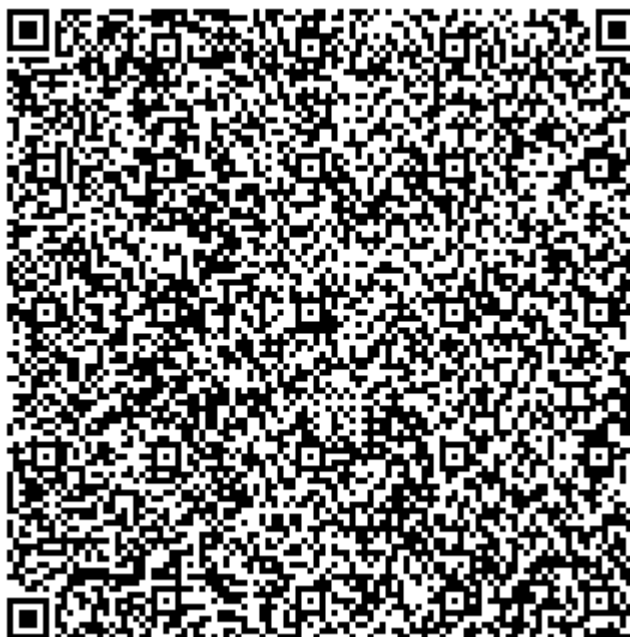
Место нахождения и адрес юридического лица: 117449, г. Москва, ул. Винокурова, д. 3
ИНН 7727667738

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82721-21

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления SmartLine ST700 и ST800

Назначение средства измерений

Датчики давления SmartLine ST700 и ST800 (далее - датчики) предназначены для измерений давления путем непрерывного преобразования значения измеряемого параметра – давления избыточного, абсолютного, разрежения, разности давления в унифицированный токовый и цифровой выходные сигналы.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков заключается в измерении давления среды, воздействующего на измерительную мембрану, которая через разделительную жидкость, передает приложенное давление на чувствительный элемент датчиков. Чувствительным элементом датчиков является пьезорезисторный элемент.

Конструктивно датчики состоят из сенсорного модуля, залитого компаундом, и модуля электронного блока, расположенного в защитном корпусе.

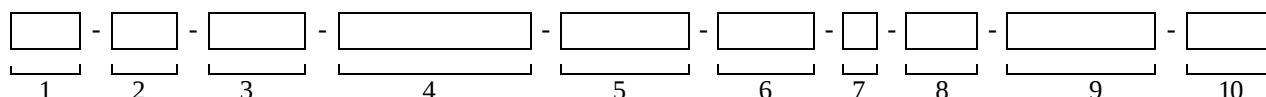
Под воздействием давления измеряемой среды изменяется соотношение сопротивлений резисторов чувствительного элемента, включенных в плечи измерительного моста. Величина приложенного давления преобразуется в цифровой сигнал на выходе из сенсорного модуля. Далее сигнал из сенсорного модуля поступает в модуль электронного блока датчиков, где преобразуется в пропорциональный токовый и/или цифровой выходные сигналы. Электронная схема блока может обеспечивать как линейную, так и квадратичную зависимость выходных сигналов от измеренного входного давления.

Датчики имеют выходные сигналы в виде протоколов HART, Honeywell Digitally Enhanced (DE), FOUNDATION™ Fieldbus и стандартный унифицированный токовый выходной сигнал от 4 до 20 мА.

Датчики выпускаются в двух сериях: ST700 и ST800, отличающихся метрологическими характеристиками. Датчики давления серии ST800 снабжаются более информативным дисплеем и позолоченными мембранами для контакта с агрессивными средами, могут выпускаться с повышенным рабочим диапазоном температур, с опцией повышенной точности, с опцией диагностики закупорки импульсных линий, с опцией хранения в памяти датчика до трех заранее откалиброванных диапазонов измерений с возможностью переключения этих диапазонов пользователем в процессе эксплуатации.

По цифровым протоколам может быть проведена перенастройка датчиков и их диагностика. Помимо обычного, датчики имеют взрывозащищенные исполнения.

Датчики выпускаются в различных модификациях, структурная схема условного обозначения датчиков:



Позиция	Код	Описание
1	STG ¹⁾ STA ¹⁾ STD ¹⁾ STF ¹⁾ STR ¹⁾	Обозначение модификации датчика, где третья буква означает: G – измерение избыточного давления и давления разрежения A – измерение абсолютного давления D – измерение дифференциального давления F – измерение гидростатического давления, фланцевое подключение к процессу для измерений гидростатического уровня R – измерение избыточного, дифференциального давления, или разрежения, подключение к процессу через мембранные разделители с капиллярами или без капилляров (предусмотрен один или два мембранных разделителя в комплекте)
2	от 0 до 9 и от A до Z	Тип, материал, исполнение корпуса
3		Тип и номинал подключения к процессу
4		Стандарт взрывозащиты
5		Тип, материал корпуса электроники и тип электрического подключения
6		Настройки электронного блока, диагностики и конфигурации датчика
7		Выбор калибровочных диапазонов и значений точности
8		Выбор дополнительных принадлежностей
9		Другие сертификаты и опции (может быть различное количество двузначных символов следующих через запятую)
10		Заводской идентификационный код
¹⁾ Модификация датчика может начинаться с дополнительного символа Y, который означает, что датчик выполнен по специальному заказу, и данное исполнение не влияет на метрологические характеристики датчика и не изменяет их.		

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1. Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков давления SmartLine ST700 и ST800
Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Программное обеспечение

В датчиках установлено встроенное программное обеспечение (далее – ПО).

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики датчиков нормированы с учетом влияния ПО.

При работе датчиков пользователь не имеет возможности влиять на процесс расчета и не может изменять полученные в ходе измерений данные.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ST700	ST800
Идентификационное наименование ПО: - AdvDisplay_English - BasicDisplay_English - HART Comm - HART Comm_ST700_LE - DEComm - ST700_FFComm - ST800_FFComm - Pressure Sensor	50052626-701 50065674-701 50050919-701 50129826-701 50050919-702 50045689-702 - 50053143-701	50052626-701 50065674-701 50050919-701 - 50050919-702 - 50045689-701 50053143-701
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже - AdvDisplay_English - BasicDisplay_English - HARTComm - HARTComm_ST700_LE - DEComm - ST700_FFComm - ST800_FFComm - Pressure Sensor	R1.030000 R1.030000 R1.060000 R2.000000 R1.080000 R1.020000 - R1.000000	R1.030000 R1.030000 R1.060000 - R1.080000 - R1.020000 R1.000000
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений	в соответствии с таблицей 3
Верхний и нижний пределы измерений	в соответствии с таблицей 3
Выходные сигналы: - аналоговый сигнал силы постоянного тока, мА - цифровой сигнал	от 4 до 20 (от 20 до 4) HART, Honeywell Digitally Enhanced (DE), FOUNDATION™ Fieldbus
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления, $\pm\gamma$, %: - при $D_{изм} \geq$ коэффициента C - при $D_{изм} <$ коэффициента C	в соответствии с таблицей 3 в зависимости от модификации; $\gamma = \pm \left[A + B \cdot \left(\frac{C}{D_{изм}} \right) \right], ^1)$
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений дополнительной погрешности измерений давления, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальных условий на каждые 28 °С, $\pm\gamma_t$, %	$\gamma_t = \pm [D + E \cdot (\frac{URL}{D_{изм}})], ^1) ^2)$
Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений дополнительной погрешности измерений давления, вызванной влиянием статического давления на каждые 6,9 МПа (69 бар) (для модификаций STD, STF), $\pm\gamma_c$, %	$\gamma_c = \pm [F + G \cdot (\frac{URL}{D_{изм}})], ^1)$
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от +24 до +26 от 10 до 55
¹⁾ В формулах расчета погрешности приняты следующие обозначения: C – коэффициент, определяющий способ расчета приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления, выбирается из таблицы 4 в зависимости от модификации; $D_{изм}$ – ширина диапазона измерений, численно равная модулю разности значений настраиваемых пределов измерений (верхнего и нижнего); A, B, D, E, F, G – постоянные коэффициенты, выбираются из таблицы 4 в зависимости от модификации. URL – максимальная ширина диапазона измерений. ²⁾ Для датчиков с опцией с расширенным рабочим диапазоном температур в диапазоне температур окружающей среды от минус 60 до минус 40 °С не включительно дополнительная температурная погрешность увеличивается в три раза.	

По запросу заказчика пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления по цифровому и аналоговому выходу могут быть выбраны из дополнительного ряда $\pm 0,1\%$; $\pm 0,15\%$; $\pm 0,25\%$; $\pm 0,5\%$ с указанием значения в паспорте завода-изготовителя.

Таблица 3 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm \gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STA722 STA72L	104 кПа (1040 мбар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	104 кПа (1040 мбар)	26 кПа (260 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	4:1
STA740 STA74L	3500 кПа (35 бар)	0,0 кПа (0,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STA77L	21000 кПа (210 бар)	0,0 кПа (0,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG730 STG73L	350 кПа (3,5 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	350 кПа (3,5 бар)	3,5 кПа (35 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG740 STG74L	3500 кПа (35 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG770 STG77L	21000 кПа (210 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG78L	42000 кПа (420 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	42000 кПа (420 бар)	420 кПа (4,2 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG79L	69000 кПа (690 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	69000 кПа (690 бар)	690 кПа (6,9 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD720	100 кПа (1000 мбар)	-100 кПа (-1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1 кПа (10 мбар)	$\pm 0,050$	$\pm 0,055$	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm \gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STD730	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7 кПа (0,07 бар)	±0,050	±0,055	100:1
STD770	21000 кПа (210 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	±0,050	±0,055	100:1
STF724 STF72F	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	±0,050	±0,055	100:1
STF732 STF73F	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	±0,050	±0,055	100:1
STR73D	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	±0,075	±0,080	100:1
STR74G	3500 кПа (35 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	±0,075	±0,080	100:1
STA82L	104 кПа (1040 мбар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	104 кПа (1040 мбар)	26 кПа (260 мбар)	±0,055	±0,060	4:1
STA822	104 кПа (1040 мбар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	104 кПа (1040 мбар)	26 кПа (260 мбар)	±0,055	±0,06	4:1
STA840 STA84L	3500 кПа (35 бар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	±0,055	±0,06	100:1
STA840 STA84L	3500 кПа (35 бар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	±0,025 ²⁾	±0,03 ²⁾	100:1
STA87L	21000 кПа (210 бар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	±0,025 ²⁾ ±0,055	±0,03 ²⁾ ±0,06	100:1
STG830	350 кПа (3,5 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	350 кПа (3,5 бар)	3,5 кПа (35 мбар)	±0,055	±0,06	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm \gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STG830	350 кПа (3,5 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	350 кПа (3,5 бар)	3,5 кПа (35 мбар)	$\pm 0,025$ ²⁾	$\pm 0,03$ ²⁾	100:1
STG83L	350 кПа (3,5 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	350 кПа (3,5 бар)	3,5 кПа (35 мбар)	$\pm 0,055$ $\pm 0,025$ ²⁾	$\pm 0,06$ $\pm 0,03$ ²⁾	100:1
STG840 STG84L	3500 кПа (35 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,025$ ²⁾ $\pm 0,055$	$\pm 0,03$ ²⁾ $\pm 0,06$	100:1
STG870 STG87L	21000 кПа (210 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,025$ ²⁾ $\pm 0,055$	$\pm 0,03$ ²⁾ $\pm 0,06$	100:1
STG88L	42000 кПа (420 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	42000 кПа (420 бар)	420 кПа (4,2 бар)	$\pm 0,025$ ²⁾ $\pm 0,055$	$\pm 0,03$ ²⁾ $\pm 0,06$	100:1
STG89L	69000 кПа (690 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	69000 кПа (690 бар)	690 кПа (6,9 бар)	$\pm 0,04$ ²⁾ $\pm 0,055$	$\pm 0,045$ ²⁾ $\pm 0,06$	100:1
STD810	2,5 кПа (25 мбар)	−2,5 кПа (−25 мбар)	2,5 кПа (25 мбар)	830 Па (8,3 мбар)	$\pm 0,050$	$\pm 0,055$	3:1 ³⁾
STD820	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	0,4 кПа (4 мбар)	$\pm 0,0375$	$\pm 0,0425$	250:1
STD820	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,025$ ²⁾	$\pm 0,030$ ²⁾	100:1
STD830	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,0325$ ²⁾ $\pm 0,05$	$\pm 0,0375$ ²⁾ $\pm 0,055$	100:1
STD870	21000 кПа (210 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,035$ ²⁾ $\pm 0,05$	$\pm 0,040$ ²⁾ $\pm 0,055$	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm \gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STF828	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,0375$	$\pm 0,0425$	100:1
STF828	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,025$ ²⁾	$\pm 0,030$ ²⁾	100:1
STF82F	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,0375$	$\pm 0,0425$	100:1
STF82F	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,025$ ²⁾	$\pm 0,030$ ²⁾	100:1
STF832	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,0325$ ²⁾ $\pm 0,05$	$\pm 0,0375$ ²⁾ $\pm 0,055$	100:1
STF83F	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,0325$ ²⁾ $\pm 0,05$	$\pm 0,0375$ ²⁾ $\pm 0,055$	100:1
STR82D	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STR83D	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STR84G	3500 кПа (35 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STR87G	21000 кПа (210 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm\gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STR84A	3500 кПа (35 бар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STA725 STA72S	104 кПа (1040 мбар)	0,0 кПа (0,0 мбар)	104 кПа (1040 мбар)	26 кПа (260 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	4:1
STA745 STA74S	3500 кПа (35 бар)	0,0 кПа (0,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STA77S	21000 кПа (210 бар)	0,0 кПа (0,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG735 STG73S STG735C	350 кПа (3,5 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	350 кПа (3,5 бар)	3,5 кПа (35 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG745 STG74S STG745C	3500 кПа (35 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG775 STG77S STG775C	21000 кПа (210 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG78S	42000 кПа (420 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	42000 кПа (420 бар)	420 кПа (4,2 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STG79S	69000 кПа (690 бар)	-100 кПа (-1,0 бар)	69000 кПа (690 бар)	690 кПа (6,9 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD725	100 кПа (1000 мбар)	-100 кПа (-1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1 кПа (10 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений $P_{\text{вmax}}$ основной погрешности измерений давления $\pm\gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
STD725C	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1 кПа (10 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD735	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD735C	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD775	21000 кПа (210 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STD775C	21000 кПа (210 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	21000 кПа (210 бар)	210 кПа (2,1 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STF725 STF72P	100 кПа (1000 мбар)	−100 кПа (−1000 мбар)	100 кПа (1000 мбар)	1,0 кПа (10 мбар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STF735 STF73P	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1
STR735D	700 кПа (7,0 бар)	−700 кПа (−7,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	6,2 кПа (0,062 бар)	$\pm 0,075$	$\pm 0,080$	100:1
STR745G	3500 кПа (35 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	3500 кПа (35 бар)	35 кПа (0,35 бар)	$\pm 0,075$	$\pm 0,080$	100:1
STG73SP	700 кПа (7,0 бар)	−100 кПа (−1,0 бар)	700 кПа (7,0 бар)	7,0 кПа (0,07 бар)	$\pm 0,065$	$\pm 0,070$	100:1

Условное обозначение модификации ¹⁾	Верхний предел измерений $P_{\text{вmax}}$	Нижний предел измерений	Максимальная ширина диапазона измерений	Минимальная ширина диапазона измерений	Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm\gamma$, %		Коэффициент перенастройки
					по цифровому выходу	по аналоговому выходу	
¹⁾ Датчики STG, STA, STD могут комплектоваться мембранными разделителями с или без капилляров для подключения к технологическому процессу. В этом случае датчики сдаются в поверку в комплекте с мембранными разделителями и точность комплекта выбирается из таблицы 3 или из дополнительного ряда $\pm 0,1$ %; $\pm 0,15$ %; $\pm 0,25$ %; $\pm 0,5$ % с указанием значения в паспорте завода-изготовителя. ²⁾ Для датчиков давления серии ST800 с опцией повышенной точности. ³⁾ Для модификации STD810: – Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm 0,1$ %. Минимальная ширина диапазона измерений 500 Па (от 0 до 5,0 мбар). Коэффициент перенастройки 5:1; – Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm 0,15$ %. Минимальная ширина диапазона измерений 333 Па (от 0 до 3,33 мбар). Коэффициент перенастройки 7,5:1; – Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm 0,25$ %. Минимальная ширина диапазона измерений 200 Па (от 0 до 2,0 мбар). Коэффициент перенастройки 12,5:1; – Пределы допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm 0,5$ %. Минимальная ширина диапазона измерений 100 Па (от 0 до 1,0 мбар). Коэффициент перенастройки 25:1.							

Таблица 4 – Коэффициенты для расчета пределов допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений основной погрешности измерений давления $\pm\gamma$, %, при уменьшении диапазона измерений, и пределов допускаемой приведенной к верхнему пределу измерений дополнительной погрешности измерений давления, вызванной влиянием температуры окружающей среды, γ_t , %, и статическим давлением, γ_c %

Условное обозначение модификации	Коэффициенты для расчета γ			Коэффициенты для расчета γ_t		Коэффициенты для расчета γ_c	
	A, %	B, %	C	D, %	E, %	F, %	G, %
STA722	0,015	0,05	12 кПа (120 мбар)	0,065	0,045	-	-
STA72L	0,015	0,05	18,7 кПа (187 мбар)	0,065	0,100	-	-
STA740	0,015	0,05	140 кПа (1,4 бар)	0,05	0,010	-	-
STA74L	0,015	0,05	140 кПа (1,4 бар)	0,05	0,015	-	-
STA77L	0,015	0,05	3500 кПа (35 бар)	0,05	0,010	-	-
STG730	0,025	0,04	14 кПа (0,14 бар)	0,06	0,005	-	-
STG73L	0,025	0,04	28 кПа (0,28 бар)	0,06	0,010	-	-
STG740	0,025	0,04	100 кПа (1,0 бар)	0,05	0,007	-	-
STG74L	0,025	0,04	100 кПа (1,0 бар)	0,05	0,010	-	-
STG770	0,025	0,04	2070 кПа (20,7 бар)	0,05	0,010	-	-
STG77L	0,025	0,04	2410 кПа (24,1 бар)	0,05	0,015	-	-
STG78L	0,025	0,04	3450 кПа (34,5 бар)	0,05	0,050	-	-
STG79L	0,025	0,04	6900 кПа (69 бар)	0,15	0,100	-	-
STD720	0,0125	0,0375	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,05	0,020	0,100	0,010
STD730	0,0125	0,0375	175 кПа (1,75 бар)	0,065	0,010	0,100	0,010
STD770	0,0125	0,0375	2100 кПа (21 бар)	0,065	0,010	0,100	0,010
STF724	0,0125	0,0375	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,026	0,040	0,095	0,010
STF72F	0,0125	0,0375	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,050	0,020	0,025	0,005
STF732	0,0125	0,0375	17 кПа (1,7 бар)	0,075	0,075	0,095	0,010
STF73F	0,0125	0,0375	17 кПа (1,7 бар)	0,065	0,010	0,026	0,004
STR73D	0,025	0,05	24,9 кПа (0,249 бар)	0,275	1,200	-	-
STR74G	0,025	0,05	140 кПа (1,4 бар)	-	-	-	-
STA82L	0,015	0,04	18,7 кПа (187 мбар)	0,05	0,080	-	-
STA822	0,015	0,04	12 кПа (120 мбар)	0,05	0,040	-	-
STA840	0,015	0,04	140 кПа (1,4 бар)	0,025	0,005	-	-
STA84L	0,015	0,04	140 кПа (1,4 бар)	0,025	0,007	-	-

Условное обозначение модификации	Коэффициенты для расчета γ			Коэффициенты для расчета γ_t		Коэффициенты для расчета γ_c	
	A, %	B, %	C	D, %	E, %	F, %	G, %
STA87L	0,015	0,04	3500 кПа (35 бар)	0,025	0,007	-	-
STA822 ¹⁾	0,015	0,01	12 кПа (120 мбар)	0,050	0,04	-	-
STA840 ¹⁾	0,015	0,01	140 кПа (1,4 бар)	0,025	0,005	-	-
STA84L ¹⁾	0,015	0,01	140 кПа (1,4 бар)	0,025	0,007	-	-
STA87L ¹⁾	0,015	0,01	3500 кПа (35 бар)	0,025	0,007	-	-
STG830	0,015	0,04	7 кПа (0,07 бар)	0,030	0,003	-	-
STG83L	0,015	0,04	21 кПа (0,21 бар)	0,030	0,006	-	-
STG840	0,015	0,04	100 кПа (1,0 бар)	0,025	0,004	-	-
STG84L	0,015	0,04	100 кПа (1,0 бар)	0,025	0,007	-	-
STG870	0,015	0,04	2070 кПа (20,7 бар)	0,025	0,005	-	-
STG87L	0,015	0,04	2070 кПа (20,7 бар)	0,025	0,010	-	-
STG88L	0,015	0,04	3450 кПа (34,5 бар)	0,025	0,010	-	-
STG89L	0,015	0,04	6900 кПа (69 бар)	0,025	0,010	-	-
STG830 ¹⁾	0,015	0,01	7 кПа (0,07 бар)	0,030	0,003	-	-
STG83L ¹⁾	0,010	0,015	21 кПа (0,21 бар)	0,030	0,006	-	-
STG840 ¹⁾	0,015	0,01	100 кПа (1,0 бар)	0,025	0,004	-	-
STG84L ¹⁾	0,015	0,01	100 кПа (1,0 бар)	0,025	0,007	-	-
STG870 ¹⁾	0,015	0,01	2070 кПа (20,7 бар)	0,025	0,005	-	-
STG87L ¹⁾	0,015	0,01	2070 кПа (20,7 бар)	0,025	0,001	-	-
STG88L ¹⁾	0,015	0,01	3450 кПа (34,5 бар)	0,025	0,001	-	-
STG89L ¹⁾	0,015	0,025	6900 кПа (69 бар)	0,025	0,001	-	-
STD810	0,010	0,025	250 Па (2,5 мбар)	0,070	0,040	0,050	0,075
STD820	0,0125	0,025	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,025	0,007	0,080	0,007
STD830	0,0125	0,0375	103 кПа (1,03 бар)	0,025	0,01	0,075	0,0075
STD870	0,0125	0,0375	1400 кПа (14 бар)	0,025	0,006	0,075	0,0075
STD820 ¹⁾	0,0125	0,0125	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,025	0,007	0,080	0,007
STD830 ¹⁾	0,0125	0,02	103 кПа (1,03 бар)	0,025	0,010	0,075	0,0075
STD870 ¹⁾	0,015	0,02	1400 кПа (14 бар)	0,025	0,006	0,075	0,0075
STF828	0,0125	0,025	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,210	0,040	0,095	0,010

Условное обозначение модификации	Коэффициенты для расчета γ			Коэффициенты для расчета γ_t		Коэффициенты для расчета γ_c	
	A, %	B, %	C	D, %	E, %	F, %	G, %
STF82F	0,0125	0,025	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,025	0,007	0,025	0,005
STF832	0,0125	0,0375	103 кПа (1,03 бар)	0,075	0,050	0,095	0,010
STF83F	0,0125	0,0375	103 кПа (1,03 бар)	0,025	0,004	0,026	0,004
STF828 ¹⁾	0,0125	0,0125	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,210	0,040	0,095	0,010
STF82F ¹⁾	0,0125	0,0125	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,025	0,007	0,025	0,005
STF832 ¹⁾	0,0125	0,0200	103 кПа (1,03 бар)	0,075	0,050	0,095	0,010
STF83F ¹⁾	0,0125	0,0200	103 кПа (1,03 бар)	0,025	0,004	0,026	0,004
STR82D	0,015	0,05	12,5 кПа (125 мбар)	0,175	1,000	-	-
STR83D	0,015	0,05	210 кПа (2,1 бар)	0,025	0,028	-	-
STR84G	0,015	0,05	140 кПа (1,4 бар)	-	-	-	-
STR87G	0,015	0,05	2100 кПа (21 бар)	-	-	-	-
STR84A	0,015	0,05	140 кПа (1,4 бар)	-	-	-	-
STA725	0,015	0,05	16 кПа (160 мбар)	0,075	0,060	-	-
STA72S	0,015	0,05	24 кПа (240 мбар)	0,075	0,120	-	-
STA745	0,015	0,05	207 кПа (2,07 бар)	0,075	0,015	-	-
STA74S	0,015	0,05	207 кПа (2,07 бар)	0,075	0,020	-	-
STA77S	0,015	0,05	4137 кПа (41,37 бар)	0,075	0,015	-	-
STG735	0,025	0,04	21 кПа (0,21 бар)	0,070	0,008	-	-
STG735C	0,025	0,04	21 кПа (0,21 бар)	0,070	0,008	-	-
STG73S	0,025	0,04	40 кПа (0,4 бар)	0,100	0,015	-	-
STG745	0,025	0,04	170 кПа (1,7 бар)	0,075	0,013	-	-
STG745C	0,025	0,04	170 кПа (1,7 бар)	0,075	0,013	-	-
STG74S	0,025	0,04	170 кПа (1,7 бар)	0,100	0,020	-	-
STG775	0,025	0,04	2410 кПа (24,1 бар)	0,075	0,013	-	-
STG775C	0,025	0,04	2410 кПа (24,1 бар)	0,075	0,013	-	-
STG77S	0,025	0,04	2410 кПа (24,1 бар)	0,100	0,025	-	-
STG78S	0,025	0,04	4200 кПа (42 бар)	0,100	0,070	-	-
STG79S	0,025	0,04	8600 кПа (86 бар)	0,200	0,170	-	-
STD725	0,0125	0,0525	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,050	0,025	0,100	0,020

Условное обозначение модификации	Коэффициенты для расчета γ			Коэффициенты для расчета γ_t		Коэффициенты для расчета γ_c	
	A, %	B, %	C	D, %	E, %	F, %	G, %
STD725C	0,0125	0,0525	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,050	0,025	0,100	0,020
STD735	0,0125	0,0525	175 кПа (1,75 бар)	0,070	0,015	0,100	0,020
STD735C	0,0125	0,0525	175 кПа (1,75 бар)	0,070	0,015	0,100	0,020
STD775	0,0125	0,0525	2100 кПа (21 бар)	0,070	0,015	0,100	0,020
STD775C	0,0125	0,0525	2100 кПа (21 бар)	0,070	0,015	0,100	0,020
STF725	0,0125	0,0575	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,280	0,045	0,110	0,0125
STF72P	0,0125	0,0575	6,25 кПа (62,5 мбар)	0,055	0,025	0,030	0,0070
STF735	0,0125	0,0575	170 кПа (1,7 бар)	0,080	0,080	0,110	0,0125
STF73P	0,0125	0,0575	170 кПа (1,7 бар)	0,070	0,015	0,032	0,0050
STR735D	0,025	0,05	31,1 кПа (0,311 бар)	0,275	1,200	-	-
STR745G	0,025	0,05	170 кПа (1,7 бар)	-	-	-	-
STG73SP	0,025	0,04	170 кПа (1,7 бар)	0,075	0,065	-	-

¹⁾ Для датчиков давления серии ST800 с опцией повышенной точности.

Таблица 5 – Основные технические характеристики датчиков

Наименование характеристики	Значение
Цифровые интерфейсы	HART, Honeywell Digitally Enhanced (DE), FOUNDATION™ Fieldbus
Максимальное статическое давление для датчиков разности давлений, МПа: - для модификаций STD7XX и STD820, STD830, STD870 - для модификаций STD820, STD830, STD870 с опцией на высокое статическое давление	31 42
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10,8 до 42,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,8
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха ¹⁾ , °С - датчиков - ЖК-дисплея - относительная влажность воздуха, %	от -40 до +85 от -50 до +85 ²⁾ от -60 до +85 ²⁾ от -20 до +70 до 100
Маркировка взрывозащиты	Ga Ex ia IIC T4 X 2Ex nA IIC T4 Gc X Ga/Gb Ex d IIC T5 X Ga/Gb Ex d IIC T6 X Ex tb IIIC T95°C Db X
Масса, кг, не более	14,5 ³⁾
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более	126×110×199 ³⁾
Средняя наработка на отказ, ч	220000
Средний срок службы, лет	25
¹⁾ При температуре окружающей среды менее минус 20 °С на дисплее может снижаться контрастность и скорость обновления без потери работоспособности дисплея. ²⁾ Для датчиков с опцией с расширенным рабочим диапазоном температур. ³⁾ В зависимости от модификации.	

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на прикрепленную к датчику табличку и на титульный лист паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления SmartLine ST700 (ST800)*	-	1 шт.
Методика поверки	ИЦРМ-МП-288-19	1 экз.**
Паспорт	-	1 экз.
Комплект монтажных частей*	-	1 шт.
Пользовательский интерфейс*	-	1 шт.
ПО*	-	1 шт.
* В зависимости от заказа, опросного листа.		
** Допускается в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Методы измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к датчикам давления SmartLine ST700 и ST800

ГОСТ 22520-85 «Датчики давления, разрежения и разности давлений с электрическими аналоговыми выходными сигналами ГСП. Общие технические условия»

Изготовители

Honeywell System Sensor de Mexico, S. de R. L. de C. V., Мексика

Адрес деятельности: Avenida Miguel De La Madrid #8102 Colonia Lote Bravo Cd. Juárez, Chihuahua C. P. 32695 Mexico, Мексика

Место нахождения и адрес юридического лица: Avenida Miguel De La Madrid #8102 Colonia Lote Bravo Cd. Juárez, Chihuahua C. P. 32695 Mexico, Мексика

Honeywell Automation India Ltd., Индия

Адрес деятельности: EHTP Unit, Block A, Plot No. 3, Gat No. 181, Village Fulgaon, Tal-Haveli, PUNE, 412216, Индия

Место нахождения и адрес юридического лица: EHTP Unit, Block A, Plot No. 3, Gat No. 181, Village Fulgaon, Tal-Haveli, PUNE, 412216, Индия

Honeywell (Tianjin) Limited, Китай

Адрес деятельности: Building 20 of JinBin Development No. 156, Nan Hai Road, TEDA Tianjin, 300457 P.R., Китай

Место нахождения и адрес юридического лица: Building 20 of JinBin Development No. 156, Nan Hai Road, TEDA Tianjin, 300457 P.R., Китай

Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»)

ИНН 5243013811

Адрес деятельности: 607220, г. Арзамас, Нижегородская область, ул. 50 лет ВЛКСМ, д.8А

Место нахождения и адрес юридического лица: 607220, г. Арзамас, Нижегородская область, ул. 50 лет ВЛКСМ, д.8А

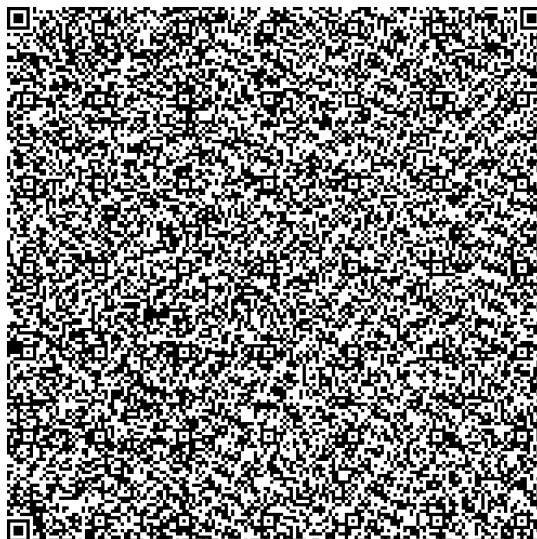
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Место нахождения: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д.2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82722-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – вертикальные стальные цилиндрические со стационарной крышей без понтона, номинальной вместимостью 1000 м³, 2000 м³, 5000 м³, 10000 м³.

Резервуары представляют собой наземные вертикально расположенные стальные сосуды цилиндрической формы с днищем и стационарной крышей без понтона.

Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуаров.

На боковой стенке резервуаров предусмотрены люки-лазы для обслуживания резервуаров.

Резервуары имеют несколько модификаций: РВС-1000, РВС-2000, РВС-5000, РВС-10000 в зависимости от вместимости.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и печатным способом в паспорт.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические модификации РВС-1000 с заводским номером 16, модификации РВС-2000 с заводским номером 15, модификации РВС-5000 с заводским номером 3, модификации РВС-10000 с заводскими номерами 1, 9, 11 расположены на территории АО «Транснефть-Дружба» Мичуринское РУ ЛПДС «Никольское-1», 393740, Тамбовская область, Мичуринский район, село Новоникольское, ул. Кирова, д. 10.

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-1000 с заводским номером 16 представлен на рисунке 1.

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-2000 с заводским номером 15 представлен на рисунке 2.

Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-5000 с заводским номером 3 представлен на рисунке 3.

Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических модификации РВС-10000 с заводскими номерами 1, 9, 11 представлен на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-1000 с заводским номером 16

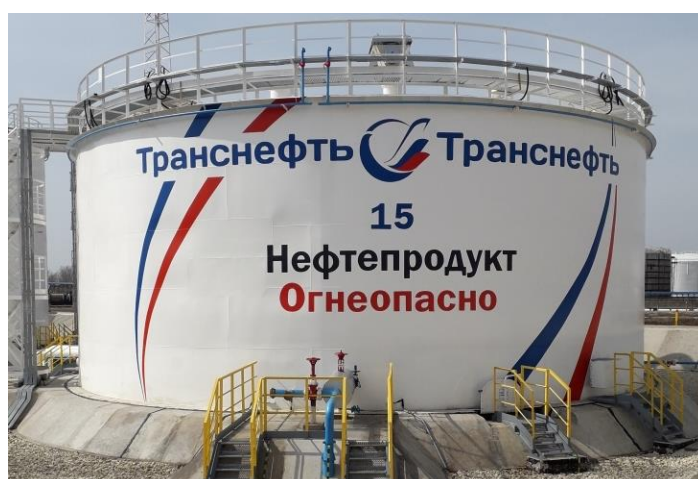


Рисунок 2 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-2000 с заводским номером 15



Рисунок 3 – Общий вид резервуара стального вертикального цилиндрического модификации РВС-5000 с заводским номером 3



Рисунок 4 – Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических модификации РВС-10000 с заводскими номерами 1, 9, 11

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Модификация резервуара	PBC-1000	PBC-2000	PBC-5000	PBC-10000	PBC-10000	PBC-10000
Заводской номер	16	15	3	1	9	11
Номинальная вместимость, м ³	1000	2000	5000	10000	10000	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	± 0,20		± 0,10			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Модификация резервуара	PBC-1000	PBC-2000	PBC-5000	PBC-10000	PBC-10000	PBC-10000
Заводской номер	16	15	3	1	9	11
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50					
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7					
Средний срок службы, лет, не менее	30					

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-1000 (PBC-2000, PBC-5000, PBC-10000)	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе п. 3

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным вертикальным цилиндрическим PBC

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МонтажТехСтрой»
(ООО «МонтажТехСтрой»)

ИНН 2312175169

Адрес: 350075, г. Краснодар, ул. Стасова, 182/1, литер ш 2, офис 14/2

Телефон/факс: +7 (861) 238-47-48

Web-сайт: www.mtstroy-kr.ru

E-mail: info@mtstroy-kr.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ «Липецкий ЦСМ»)

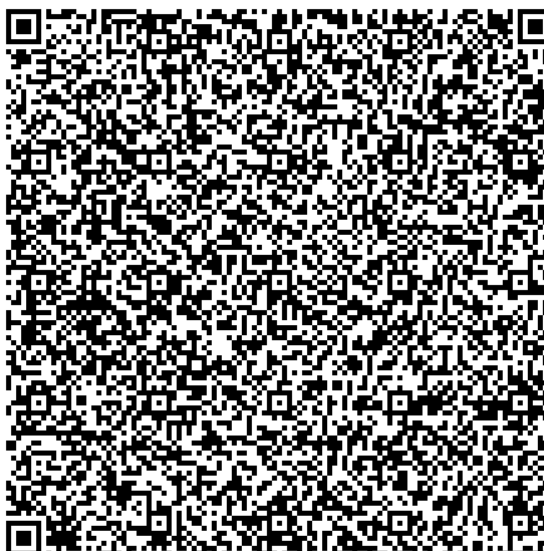
Адрес: 398017, Россия, Липецкая обл., г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а

Телефон: +7 (4742) 56-74-44

Web-сайт: www.lcsm.ru

E-mail: lcsm@lcsm.ru

Регистрационный номер RA.RU.311563 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82723-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Краснодарской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ - Кубаньэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Краснодарской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ - Кубаньэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HPE DL380 Gen10, устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации. ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.7	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	УСВ-3, пер. № 64242-16 / HPE DL380 Gen10
2	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.18	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
3	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.4	ТВИ-220 1000/5, КТ 0,5S Пер. № 48364-11	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
4	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.5	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
5	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.17	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
6	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.9	ТВИ-220 1000/5, КТ 0,5S Пер. № 48364-11	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
7	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.22	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 17869-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
8	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-220 кВ, яч.16	ТВ-110-ХІІІ У2 1000/5, КТ 0,2S Пер. № 46101-10	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 КТ 0,2 Пер. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
9	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.1	ВСТ 600/5, КТ 0,5S Пер. № 17869-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Пер. № 60353-15	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
10	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.11	ТВ-110 600/5, КТ 0,5S Пер. № 64181-16	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Пер. № 60353-15	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.9	ТВ-110 600/5, КТ 0,5S Рег. № 64181-16	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-3, рег. № 64242-16 / HPE DL380 Gen10
12	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.3	ТВГ-110 600/5, КТ 0,5S Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
13	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.0	ТВ-220-ХИИ-02 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 46101-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15 НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
14	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.13	ТВ-220 1000/5, КТ 0,5S Рег. № 64181-16	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
15	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.7	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 17869-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
16	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ОРУ-110 кВ, яч.5	ВСТ 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 17869-10	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3 /100:√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
17	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.4	ТПОЛ-10 У3 750/5, КТ 0,5 Рег. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
18	КТПН 6 кВ №1 Водозабор №3, ввод 6 кВ Т	ТПЛ-НТ3-10-11В УХЛ2 100/5, КТ 0,5S Рег. № 51678-12	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
19	КТПН 6 кВ №3 ХВО-2, ввод 6 кВ Т	ТПЛ-НТ3-10-11В УХЛ2 100/5, КТ 0,5S Рег. № 51678-12	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
20	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.8	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.10	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-3, рег. № 64242-16 / HPE DL380 Gen10
22	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.6	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
23	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.11	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
24	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ТП901П	ТЛК-СТ-10-512- 11-У3 10/5, КТ 0,5 Рег. № 58720-14	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
25	КТПН 6 кВ №2, ввод 6 кВ Т	ТОЛ-10-1-3 150/5, КТ 0,5 Рег. № 38395-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1805RLXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
26	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.23	ТПОЛ-10М 400/5, КТ 0,5S Рег. № 37853-08	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
27	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ГРУ-6 кВ, яч.19	ТОЛ-10-1 3У2 150/5, КТ 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ 2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	A1802RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
28	КТПН 6 кВ №4 Очистные сооружения, ввод 6 кВ Т	ТВЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИА-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 67814-17	A1805RALXQV- P4GB-DW-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
29	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.9	ТВИ- 35 600/5, КТ 0,5S Рег. № 37159-08	ЗНОЛ-35 III УХЛ1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 21257-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
30	Краснодарская ТЭЦ 220 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.11	ТВИ- 35 600/5, КТ 0,5S Рег. № 37159-08	ЗНОЛ-35 III УХЛ1 35000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 21257-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
31	ТГ блока 3 18кВ яч.6	ТШЛ-20-1 8000/5, КТ 0,5S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-20У3 18000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ТГ блока 1 18кВ яч.5	ТШЛ-20-1-3 УХЛ2 8000/5, КТ 0,5S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-20У3 18000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-3, рег. № 64242-16 / HPE DL380 Gen10
33	ТГ блока 4 18кВ яч.11	ТШЛ-20-1 8000/5, КТ 0,5S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-20У3 18000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
34	ТГ блока 2 18кВ яч.2	ТШЛ-20-1 8000/5, КТ 0,5S Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-20У3 18000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
35	ПС 110 кВ "Гидроузел", РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 III-2.2-1 УХЛ1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1805RL-P4G- DW-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
36	ПС 110 кВ "Гидроузел", РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 III-2.2-1 УХЛ1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	A1805RL-P4G- DW-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
37	Краснодарская ТЭЦ ПТ ПГУ- 410	TOROID 8000/5, КТ 0,2S Рег. № 80696-20	RY7/HT 15750:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 59774-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
38	Краснодарская ТЭЦ ГТ ПГУ- 410	TOROID 18000/5, КТ 0,2S Рег. № 80696-20	RY7/HT 15750:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 59774-15	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
Примечания: 1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2, 4, 5, 7, 8, 13, 15, 16, 37, 38	Активная Реактивная	0,5 0,9	1,0 1,7
3, 6, 9-12, 14	Активная Реактивная	1,0 1,6	1,6 2,6
17, 25, 28, 35, 36	Активная Реактивная	1,3 2,0	3,2 5,2
18, 19, 29, 30	Активная Реактивная	1,3 2,0	2,2 3,7
20-23, 26, 31-34	Активная Реактивная	1,2 1,8	1,7 2,7
24, 27	Активная Реактивная	1,2 1,8	2,9 4,5
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	38
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C - температура окружающей среды для сервера, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от -40 до +60 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Альфа А1800 УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 45000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: Альфа А1800 - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	1200 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	TOROID	6
	ВСТ	24
	ТВ-110	6
	ТВ-110-ХІІІ У2	3
	ТВ-220	3
	ТВ-220-ХІІІ-02	3
	ТВГ-110	3
	ТВИ- 35	6
	ТВИ-220	6
	ТВЛМ-10	2
	ТЛК-СТ-10-512-11-У3	2
	ТОЛ-10-1-3	2
	ТОЛ-10-І 3У2	2
	ТПЛ-НТ3-10-11В УХЛ2	6
	ТПОЛ-10 ІІІ-2.2-1 УХЛ1	4
	ТПОЛ-10 У3	3
	ТПОЛ-10М	10
	ТШЛ-20-1	9
Трансформатор напряжения	ТШЛ-20-1-3 УХЛ2	3
	RY7/HT	6
	ЗНОЛ.06-20У3	12
	ЗНОЛ.06-6У3	6
	ЗНОЛ-35 ІІІ УХЛ1	6
	НАМИ-10-95 УХЛ 2	3
	НАМИ-110 УХЛ1	6
	НАМИ-220 УХЛ1	12
Счетчик электрической энергии	НТМІА-6	1
	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
	A1802RALXQV-P4GB-DW-3	7
	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	21
	A1805RALXQV-P4GB-DW-3	1
	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	5
	A1805RL-P4G-DW-3	2
Устройство синхронизации времени	A1805RLXQV-P4GB-DW-3	1
	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant ML110 G6	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/37/21	1
Формуляр	ФО 26.51.43/37/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Краснодарской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ - Кубаньэнерго». МВИ 26.51.43/37/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

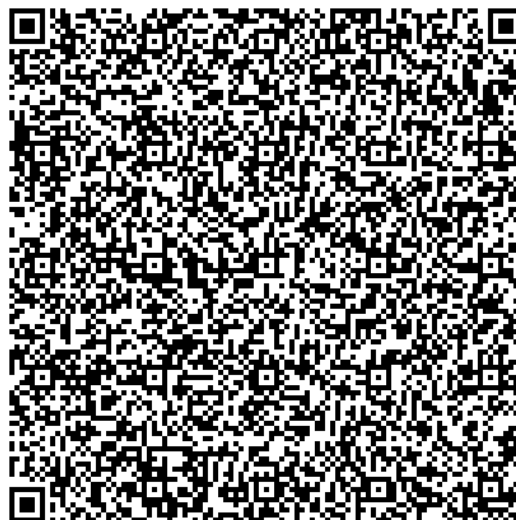
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82724-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система информационно-измерительная (СТМС) филиала ПАО «РусГидро» - Нижегородская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная (СТМС) филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее – система) предназначена для измерений активной, реактивной мощности (P , Q), действующих значений силы фазного электрического тока (I_a , I_b , I_c), действующих значений линейного напряжения (U_{ab} , U_{bc} , U_{ca}), частоты переменного тока (f) на филиале ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС».

Описание средства измерений

Система представляет собой многофункциональную двухуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Система включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии Satec PM130P Plus счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии Satec EM132.

2-й уровень - два резервированных сервера SIMATIC IPC847C, средства локальной вычислительной сети и доступа к информации, программное обеспечение (ПО) SICAM PAS, устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 600, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Принцип действия системы основан на измерении первичными измерительными преобразователями (далее - ПИП) физических величин, преобразовании их в электрические сигналы, поступающие на вход аппаратуры сбора и преобразования сигналов в цифровой код для дальнейшей его передачи на сервер, осуществляющий обработку, выдачу, хранение информации и ведение печатного протокола. Система позволяет выполнять задачи, требующие высокой производительности и надежности измерительных систем для непрерывной работы в условиях под управлением оперативной системы реального времени.

В каналах измерения электрических величин первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы приборов для измерений показателей качества и учета электрической энергии Satec PM130P Plus и счетчиков многофункциональных для измерения показателей качества и учета электрической энергии Satec EM132 Satec EM132 (далее - измерительные преобразователи), преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения вычисляются действующие значения силы фазного электрического тока, среднее по трем фазам действующие значения линейного напряжения, активная (P), реактивная (Q) мощность и частота переменного тока (f).

Цифровой сигнал с выходов измерительных преобразователей поступает в базу данных сервера SIMATIC IPC847C, где выполняется присвоение меток времени и данные передаются системному оператору по выделенным каналам связи по протоколу МЭК 60870-5-104.

Система имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы. В состав СОЕВ входят два устройства синхронизации частоты и времени типа Метроном версии 600 (далее- УСВ), синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер системы сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ по протоколу ntp.

Синхронизации времени в измерительных преобразователях происходит по протоколу Modbus. Текущее время, преобразованное в определенный формат, записывается в специальный регистр (или несколько регистров) карты Modbus с интервалом 1 секунда. Преобразование времени и запись осуществляются из ПО Sicam Pas серверов SIMATIC IPC847C.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В системе используется программное обеспечение (далее-ПО) ПО SICAM PAS. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pas.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	8.10 (08.10.06.995)
Цифровой идентификатор ПО	8c 4f 49 0d 07 ac f4 4c fb 9a 17 13 e3 16 aa 4e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и метрологические характеристики системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов и метрологические характеристики системы.

Таблица 2-Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы системы и метрологические характеристики

Номер точки измерения	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Метрологические характеристики ИК	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Измерительные преобразователи	УСВ/Сервер	Измеряемые параметры	Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГГ-1	ТПШФ-20 3000/5 КТ 0,5 Рег.№519-50	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Рег.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07	Метроном версии 600, рег.№ 56465-14 /SIMATIC IPC847C	Uab	0,7	0,7
						Ib	0,6	0,6
						P	1,2	2,9
						Q	1,8	4,3
						f	0,02	0,02
2	ГГ-2	ТВ-ЭК 5000/5 КТ 0,2S Рег.№ 39966-10	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Рег.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№ 58210-14	Метроном версии 600, рег.№ 56465-14 /SIMATIC IPC847C	Uab	0,7	0,7
						Ib	0,3	0,4
						P	0,9	1,0
						Q	1,2	1,3
						f	0,02	0,02
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5 КТ 0,5 Рег.№519-50	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Рег.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Uab	0,7	0,7
						Ib	0,6	0,6
						P	1,2	2,9
						Q	1,8	4,3
						f	0,02	0,02

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ГГ-4	ТПШФ-20 3000/5 КТ 0,5 Пер.№519-50	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07	Метроном версии 600, пер.№ 56465-14/ SIMATIC IPC847C	Uab Ib P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
5	ГГ-5	ТПШВ 15 5000/5 КТ 0,5 Пер.№5719-15	GSZ20 13800/10 ,КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab Ib P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
6	ГГ-6	ТПШВ 15 5000/5 КТ 0,5 Пер.№5719-15	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab Ib P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
7	ГГ-7	ТПШВ 15 5000/5 КТ 0,5 Пер.№5719-15	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab Ib P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
8	ГГ-8	ТПШВ 15 5000/5 КТ 0,5 Пер.№5719-15	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab Ib P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
9	ВЛ 110 кВ ГЭС- Левобережная-1 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ВЛ ГЭС-3МЗ 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1 КТ 0,5 Рег.№ 39966-10	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Рег.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07	Метроном версии 600, рег.№ 56465-14 /SIMATIC IPC847C	Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
11	ВЛ Ма-лахов-ская-2 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Рег.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
12	ВЛ Ма-лахов-ская-1 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1 КТ 0,5 Рег.№ 39966-10		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
13	ВЛ ГЭС-ЦБК 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1 КТ 0,5 Рег.№ 39966-10		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
14	ВЛ 132 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Рег.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
15	ВЛ 194 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Рег.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
16	ВЛ 122 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Рег.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ВЛ 129 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,5 Пер.№37750-08	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07	Метроном версии 600, пер.№ 56465-14 /SIMATIC IPC847C	Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
18	ВЛ ГЭС- Пучеж 110 кВ	ТВ-ЭК 110M1 1000/1 КТ 0,5 Пер.№ 39966-10		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
19	ВЛ Лево- бережная- 2 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ia,Ib,Ic, P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
20	ОВ 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca Ia,Ib,Ic P Q f	0,7 0,6 1,2 1,8 0,02	0,7 0,6 2,9 4,3 0,02
21	СВ-1 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ia,Ib,Ic P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
22	СВ-2 110 кВ	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ia,Ib,Ic P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
23	В-1 110 Т-1	VIS WI 1000/1 КТ 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	B-2 110 T-1	VIS WI 1000/1 KT 0,5 Пер.№37750-08	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) KT 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07	Метроном версии 600, пер.№ 56465-14/ SIMATIC IPC847C	Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
25	B-3 110 T-2	VIS WI 1000/1 KT 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
26	B-4 110 T- 2	VIS WI 1000/1 KT 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
27	B 110 T- 5	VIS WI 1000/1, KT 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
28	B 110 T- 6	VIS WI 1000/1 KT 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
29	B 110 T- 7	VIS WI 1000/1 KT 0,5 Пер.№37750-08		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3
30	B 110 T-8	TB-ЭК 110M1 1000/1 KT 0,5 Пер.№39966-10		Satec PM130P Plus KT 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,6 1,2 1,8	0,6 2,9 4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31	1с 110кВ	-	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07	Метроном версии 600, пер.№ 56465-14/ SIMATIC IPC847C	Uab,Ubc,Uca f	0,7 0,02	0,7 0,02
32	2с 110кВ	-	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca f	0,7 0,02	0,7 0,02
33	3с 110кВ	-	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca f	0,7 0,02	0,7 0,02
34	4с 110кВ	-	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№28655-05	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca f	0,7 0,02	0,7 0,02
35	ВЛ 220 кВ ГЭС- Вязники	ТГФ220-II* 1200/1 КТ 0,5 Пер.№20645-12	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№ 38886-14	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca Ia,Ib,Ic P Q	0,7 0,6 1,2 1,8	0,7 0,6 2,9 4,3
36	ВЛ 220 кВ ГЭС- Семё- новская	ТГФ220-II* 1200/1 КТ 0,5 Пер.№20645-12	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,5 Пер.№ 38886-14	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Uab,Ubc,Uca Ia,Ib,Ic P Q	0,7 0,6 1,2 1,8	0,7 0,6 2,9 4,3
37	Т-31	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 КТ 0,5S Пер.№ 32139-06	3НОЛП-6 6000/100 КТ 0,5 Пер.№ 23544-07	Satec EM132 КТ 0,5S/0,5 Пер.№49923-12		P Q	1,3 1,8	1,7 2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	Т-32	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 23544-07	Satec EM132 КТ 0,5S/0,5 Рег.№49923-12	Метроном версии 600, рег.№ 56465-14/ SIMATIC PCS47C	P Q	1,3 1,8	1,7 2,4
39	Пестовская 1 секция	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 23544-07	Satec EM132 КТ 0,5S/0,5 Рег.№49923-12		P Q	1,3 1,8	1,7 2,4
40	Пестовская 2 секция	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 КТ 0,5S Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 23544-07	Satec EM132 КТ 0,5S/0,5 Рег.№49923-12		P Q	1,3 1,8	1,7 2,4
41	Т-1 сторона 13,8 кВ (на Шины 13,8 Т-1 от ГГ-1)	GSA 500 6000/5 КТ 0,2S Рег.№55016-13	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Рег.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№36128-07		Ib P Q	0,3 0,9 1,2	0,4 1,0 1,3
42	Т-1 сторона 13,8 кВ (на Шины 13,8 Т-1 от ГГ-2)	ТВ-ЭК УЗ 6000/5 КТ 0,2S Рег.№74600-19	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Рег.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Рег.№58210-14		Ib P Q	0,3 0,9 1,2	0,4 1,0 1,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	T-2 сторона 13,8 кВ (на Шины 13,8 T-2 от ГГ-3)	GSA 500 6000/5 КТ 0,2S Пер.№55016-13	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,3 0,9 1,2	0,4 1,0 1,3
44	T-2 сторона 13,8 кВ (на Шины 13,8 T-2 от ГГ-4)	GSA 500 6000/5 КТ 0,2S Пер.№55016-13	GSZ20 13800/100 КТ 0,5 Пер.№52589-13	Satec PM130P Plus КТ 0,5S/0,5 Пер.№36128-07		Ib P Q	0,3 0,9 1,2	0,4 1,0 1,3
Пределы погрешности синхронизации компонентов СОЕВ к национальной шкале координированного времени UTC (SU), (±) с								2
Примечание: для нормальных условий погрешности измерений активной (реактивной) мощности приведены при $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ и $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий. Температура воздуха в месте расположения ИП от +8 до +35 °С; для действующих значений силы фазного электрического тока при $I=I_{ном}$, для действующих значений линейного напряжения при $U=U_{ном}$.								

Таблица 3- Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	44
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для приборов измерений показателей качества и учета электрической энергии Satec PM130P Plus, счетчиков многофункциональных для измерения показателей качества и учета электрической энергии Satec EM132, °C - температура окружающей среды для сервера, °C - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -40 до +40 от + 8 до + 35 от +10 до + 35 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в системе компонентов: - прибор измерений показателей качества и учета электрической энергии Satec PM130P Plus: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - счетчик многофункциональных для измерения показателей качества и учета электрической энергии Satec EM132: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее, - Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	160000 160000 150 000
Глубина хранения информации: Прибор измерений показателей качества и учета электрической энергии Satec PM130P Plus: - данных профиля нагрузки активной и реактивной энергии в «прямом» и «обратном» направлениях при времени интегрирования 30 мин, сут., не менее,	180

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик многофункциональных для измерения показателей качества и учета электрической энергии Satec EM132 - время хранения накопленных данных при отключенном питании, лет, не менее	10
Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	35

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа:

- измерительных преобразователей;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки,

- защита на программном уровне:

- возможность установки многоуровневых паролей на измерительных преобразователях, сервере;

- организация доступа к информации на сервере посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Возможность коррекции времени в:

- измерительных (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы представлена в таблице 4.

Таблица 4-Комплектность системы

Наименование компонента системы	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Счетчик многофункциональный для измерения показателей качества и учета электрической энергии	Satec EM132	4
Прибор для измерений показателей качества и учета электрической энергии	Satec PM130P Plus	40
Трансформатор тока	GSA 500	9
	VIS WI	51
	ТВ-ЭК 110М1	15
	ТГФ220-II*	6
	ТОЛ-СЭЩ-10	12
	ТШВ 15	12
	ТПШФ-20	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	9
	GSZ20	36

Продолжение таблицы 4

1	2	3
	SVS 123	12
	TVG 245	12
	ТВ-ЭК УЗ	3
	ТВ-ЭК	3
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном версии 600	2
Сервер	SIMATIC IPC847C	2
Автоматизированное рабочее место		1
Документация		
Методика поверки МП 26.51.43/33/21		1
Формуляр ФО 26.51.43/33/21		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений действующих значений силы фазного электрического тока, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной мощности с использованием системы информационно-измерительной (СТМС) филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». МВИ 26.51.43/33/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

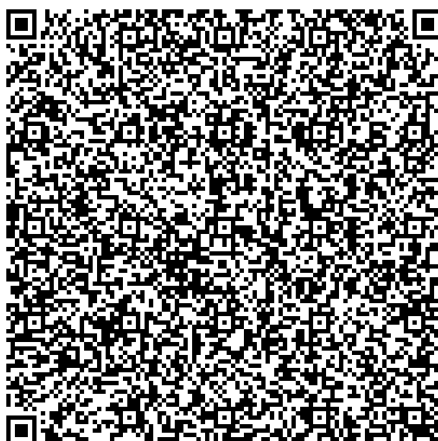
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. №
1848

Регистрационный № 82725-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Прибор для измерений глубины трещин RMG 4015

Назначение средства измерений

Прибор для измерений глубины трещин RMG 4015 (далее – прибор) предназначен для измерения глубины поверхностных трещин в электропроводящих материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия прибора основан на электропотенциальном методе измерений глубины поверхностных трещин. Метод основан на пропускании тока и измерении разности потенциалов в точках, расположенных с разных сторон измеряемой трещины. В датчиках приборов имеется четыре электрода, размещенных на одной линии: два токовых электрода и два приемных (потенциальных) электрода. С помощью токовых электродов к контролируемому участку подводится ток, с помощью приемных электродов, расположенных справа и слева по отношению к трещине, и электронного блока измеряется разность потенциалов, пропорциональная глубине трещины.

Прибор состоит из электронного блока и датчиков RMSL-S 0° и RMSL 90°, которые применяются для измерения прямых трещин. Отличием датчика RMSL 90° от RMSL-S 0° является то, что датчик RMSL 90° позволяет проводить измерения в труднодоступных местах.

К прибору данного типа относится прибор для измерений глубины трещин RMG 4015 с зав. № 4015.003.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, наносится на табличку (шильд), установленную на тыльной стороне корпуса прибора, что обеспечивает возможность прочтения и сохранность номера в процессе эксплуатации СИ.

Общий вид электронного блока и датчиков представлен на рисунке 1.



а) б) в)
Рисунок 1 – Общий вид электронного блока и датчиков
а) электронный блок; б) датчик RMSL-S 0°; в) датчик RMSL 90 °

Пломбирование прибора не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) прибора предназначено для настройки режимов работы и отображения результатов измерений на дисплее.

Конструкция СИ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RMG 4015
Номер версии (идентификационный номер) ПО	R 4015
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний глубины трещин, мм	от 0 до 99,9
Диапазон измерений глубины трещин, мм - для черных металлов - для цветных металлов (алюминий, медь, латунь)	от 0,1 до 10 от 0,1 до 12
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины трещин, мм	±0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Ширина раскрытия трещин, мм	от 0,25 до 2,00
Напряжение питания от аккумулятора, В	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	
- ширина	83
- высота	151
- толщина	35
Масса, г, не более	225
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +45
- относительная влажность воздуха, %, не более	80
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор для измерений глубины трещин в составе: - электронный блок - датчик RMSL-S 0° - датчик RMSL 90°	RMG 4015	1 шт.
Мера моделей дефектов, зав.№ 1	—	1 шт.
Мера моделей дефектов, зав.№ 2	—	1 шт.
Инструменты для монтажа контактных штырей датчиков RMG	—	1 компл.
Защитный футляр	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки «ГСИ. Прибор для измерения глубины трещин RMG 4015. Методика поверки»	МП 11-261-2021	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 4 руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к прибору для измерений глубины трещин RMG 4015

Приложение к приказу Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. №2840 «Государственной поверочной схемы для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм»

Изготовитель

Karl Deutsch Pruf-and Messgeratebau GmbH + Co KG, Германия
Адрес: Отто-Хаусманн-Ринг 101 42115 Вупперталь, Германия
Телефон: (0202) 7192-0, факс: (0202) 7149 32
E-mail: info@karldeutsch.de

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И. Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4
Тел.: (343) 350-26-18
Факс: (343) 350-20-39
E-mail: uniim@uniim.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.311373 от 19.10.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82726-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные с видеофиксацией «Армада-М»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные с видеофиксацией «Армада-М» (далее комплексы) предназначены для автоматических измерений текущих значений времени, синхронизированного с национальной координированной шкалой времени UTC(SU), скорости транспортных средств (ТС), расстояний до ТС и углов между осью радарного модуля комплекса и направлением на ТС, с одновременной фотофиксацией и сохранением полученной информации.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении скорости движущихся объектов с помощью встроенного радара, с определением расстояния до объекта и угла между направлением на объект и осью радара, с одновременной фиксацией изображений объектов с помощью видеокамеры высокого разрешения. Комплексы осуществляют автоматическое измерение текущих значений времени и сохранение полученной информации. Комплексы содержат модули приема навигационных сигналов, с помощью которых осуществляется привязка приборного времени к шкале UTC(SU).

Конструктивно комплекс состоит из основного блока (ОБ) и блока питания. ОБ содержит измерительный радарный модуль, видеомодуль, процессорный модуль для обработки получаемой информации, устройство хранения информации, модуль вывода для передачи данных по кабельным и/или беспроводным каналам связи на внешние устройства, модуль подсветки. Предусмотрена возможность поворота радарного модуля в положение «рядом» или «снизу» относительно корпуса ОБ.

Для питания от сети переменного тока в состав комплекса может входить преобразователь сетевого напряжения АРМ или источник бесперебойного питания АРМ/БП. Допускается питание от аккумулятора. Комплексы работают в полностью автоматическом режиме, осуществляют контроль движения ТС на всех полосах в контролируемой зоне.

Комплексы совместимы между собой с целью контроля протяженных участков дорог.

Комплексы могут размещаться на стационарных дорожных конструкциях размещения; на штативах, треногах; на движущихся ТС.

Общий вид комплексов представлен на рисунке 1.

Для защиты от несанкционированного доступа выполнена установка мастичных пломб на головки винтов крепления задней крышки основного блока.

Заводской номер наносится методом металлографии на шильдик, закрепленный на задней поверхности основного блока, и типографским способом в паспорт. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

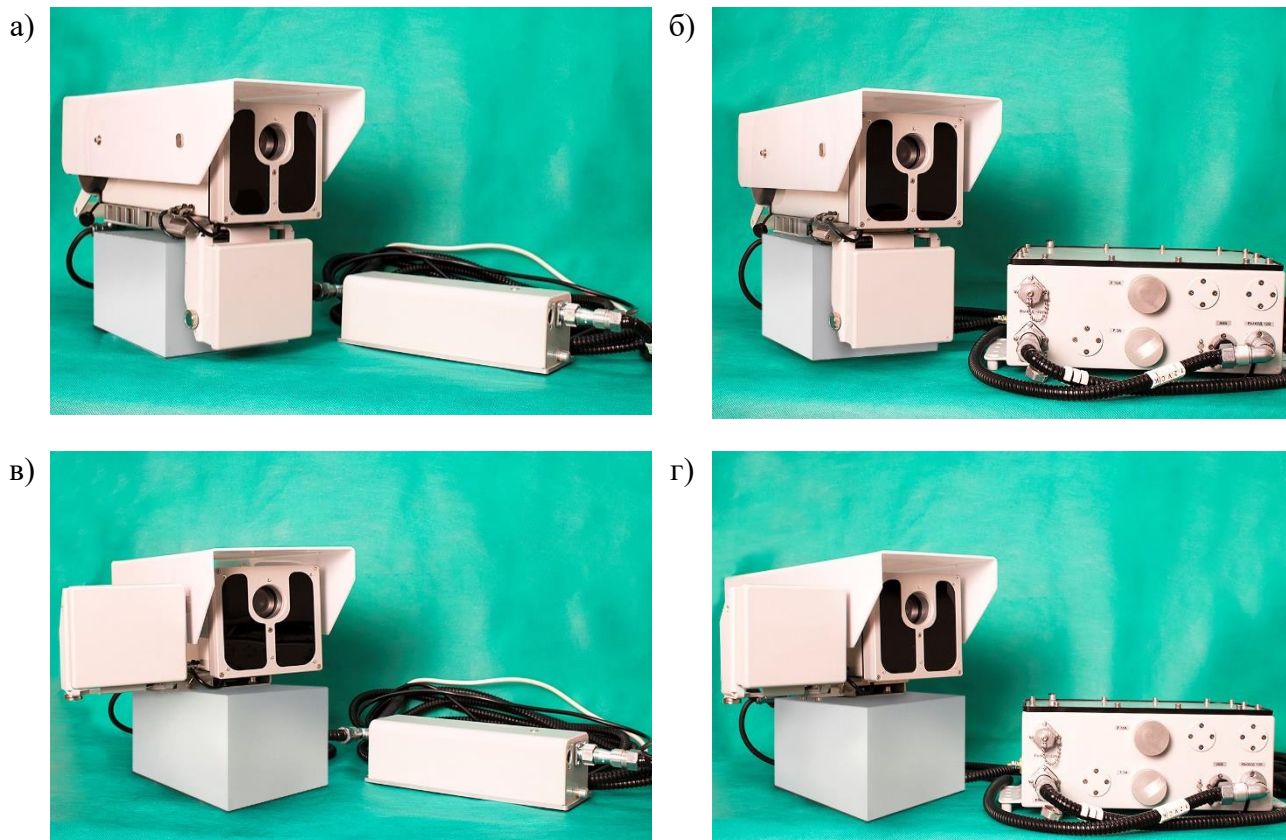


Рисунок 1 – Общий вид комплексов измерительных с видеофиксацией «Армада-М»

- а) с блоком питания АРМ, радарный блок повернут в нижнее положение;
- б) с блоком питания АРМ/БП, радарный блок повернут в нижнее положение;
- в) с блоком питания АРМ, радарный блок повернут в боковое положение;
- г) с блоком питания АРМ/БП, радарный блок повернут в боковое положение;

Программное обеспечение

В комплексах используется встроенное программное обеспечение (далее – ПО). ПО предназначено для управления процессом измерений, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Уровень защиты ПО «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077- 2014.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
	Встроенное ПО
Идентификационное наименование ПО	ArmGrpFwArmada
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	4.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	e09eb30cda248fa9829b75a3ab5af350422c79fa ¹⁾
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	SHA1
1 – значение контрольной суммы приведено для версии ПО 4.0	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики комплексов приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расстояний от радарного модуля комплекса до ТС в зоне контроля, м	от 10 до 80
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний от радарного модуля комплекса до ТС в зоне контроля, м	± 1
Диапазон измерений углов между осью радарного модуля комплекса и направлением на ТС в зоне контроля	от -15° до $+15^\circ$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов между осью радарного модуля комплекса и направлением на ТС в зоне контроля	$\pm 2^\circ$
Диапазон измерений скорости ТС, км/ч	от 2 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости ТС, км/ч	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной координированной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 5

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота излучения радарного модуля комплекса, ГГц	от 24,05 до 24,25
Напряжение питания от источника переменного тока, В: частота, Гц	от 90 до 300 50
Напряжение питания от источника постоянного тока, В	от 10 до 15
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Габаритные размеры, мм, не более: - основной блок: - длина; - ширина; - высота; - блок питания АРМ: - длина; - ширина; - высота; - блок питания АРМ/БП: - длина; - ширина; - высота.	 460 180 280 300 100 90 350 230 140
Масса, кг, не более: - основной блок - блок питания АРМ - блок питания АРМ/БП	 6,0 2,2 4,3
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$ - относительная влажность при 25°C , %, не более	 от -40 до $+60$ 98
Время наработки на отказ, ч, не менее	35000
Средний срок службы, лет	6

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный с видеофиксацией в составе: — основной блок, — блок питания, — комплект кабелей — монтажно-эксплуатационный комплект — приемник навигационных сигналов* — дополнительное оборудование *	«Армада-М» АРМ или АРМ/БП «Полюс» (р/г №755779-19)	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ДЛТВ 464965.003 РЭ	1 экз.
Руководство по установке и настройке	ДЛТВ 464965.004 РЭ/ ДЛТВ 464965.005 РЭ/ ДЛТВ 464965.006 РЭ	1 экз.
Формуляр	ДЛТВ 464965.003 ФО	1 экз.
Методика поверки	МП 253-0015-2021	1 экз.
* - поставляется по отдельной заявке		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в ДЛТВ 464965.003 РЭ «Комплексы измерительные с видеофиксацией «Армада-М». Руководство по эксплуатации», Раздел 5.3 «Установка и настройка»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам измерительным с видеофиксацией «Армада-М»

ТУ 26.51.66-003-05122618-2020. «Комплексы измерительные с видеофиксацией «Армада-М». Технические условия»

Постановление Правительства РФ № 1847 от 16 ноября 2020 года «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», Раздел 12 «Измерения при обеспечении безопасности дорожного движения»

Изготовитель

ООО «АРМАДА ГРУПП»,

Адрес: Россия, 170028, г. Тверь, наб. реки Лазури д.15, стр.1, каб.11

Телефон: +7 (980) 633-00-03

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский проспект, 19

Телефон: +7 (812) 251-76-01

Факс: +7 (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311541

Федеральное бюджетное учреждение «Тест – С.-Петербург»

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

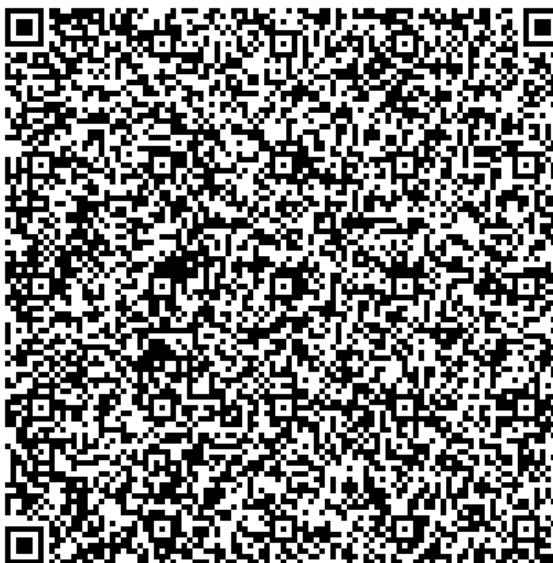
Телефон: +7 (812) 244-60-10

Факс: +7 (812) 244-10-04

Web-сайт: rustest.spb.ru/

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311484



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82727-21

Лист № 1
Всего листов 59

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ростовской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ростовской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU) и к шкале всемирного координированного времени UTC, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) сервер ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, сервер центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкалам времени UTC и UTC(SU).

Цифровой сигнал при помощи технических средств приёма-передачи данных с выходов счетчиков измерительных каналов (ИК) №№ 1-117 поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», а с выходов счетчиков ИК №№ 118-140 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-117 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

По основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптических линий связи (основной канал), данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», где при помощи ПО осуществляется формирование и хранение измерительной информации, а также оформление справочных и отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

При отказе основного канала связи счетчики в составе ИК №№ 1-117 опрашиваются сервером ОАО «РЖД» по резервному каналу стандарта GSM.

При отказе основного канала связи опрос УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» выполняется по резервному каналу связи.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью, не более указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя УССВ типов УСВ-3, Метроном-50М, СТБ-01 или РСТБ-01-01, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», GPS-приёмник в составе УСПД ЭКОМ-3000, часы УСПД и счётчиков.

УССВ типов Метроном-50М, УСВ-3, СТБ-01 и РСТБ-01-01 осуществляют приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU). GPS-приёмник в составе УСПД ЭКОМ-3000 осуществляет приём и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системы GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой всемирного координированного времени UTC.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени типа Метроном-50М (основной и резервный). Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов), которая равна ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ОАО «РЖД» оснащен УССВ на базе устройства синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов УСПД и сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 1-117 синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, настраивается с учётом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае опроса счётчиков ИК №№ 1-117 по резервному каналу связи стандарта GSM их синхронизация осуществляется от сервера ОАО «РЖД» при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен УССВ на базе сервера точного времени СТБ-01 или радиосервера точного времени РСТБ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов сервера и УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от сервера ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС». Периодичность сравнения показаний часов сервера и УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» типа ЭКОМ-3000 оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ, подключенного к серверу ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС». Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и всемирного координированного времени UTC более чем на ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

Счётчики ИК №№ 118-140 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка часов счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счётчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2» и СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 - 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.04			
2	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	Метроном-50М Рег. № 68916-17	
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.04			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.1 6 кВ ТП-1419, ТП-1403	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
4	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.2 6 кВ ТП-1176	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	-		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
5	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.3 Завод 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.4 Завод 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
7	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.6 6кВ Аэропорт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
8	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.7 6 кВ РГТУ-15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №814-53, 517-50	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.8 6 кВ ТП-1597	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68, 1276-59	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, Ф.9 6 кВ ТП-1179	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Восточная- тяговая, яч.№10, Ф.10 Аэропорт	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №831-53	А	НТМИ-6		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Двойная- тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
13	ПС 110 кВ Двойная- тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110		
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
14	ПС 110 кВ Замчало- тяговая, ВЛ 110 кВ Волченская ПТФ- Замчало	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Замчало- тяговая, ВЛ 110 кВ Г-20- Замчало	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
16	ПС 110 кВ Замчало- тяговая, ВЛ 35 кВ Лихая-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №17552-98	A	ТФМ-35-II		
				B	-		
				C	ТФМ-35-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
17	ПС 110 кВ Замчало- тяговая, ВЛ 35 кВ Лихая-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №3690-73, 26417-04	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФЗМ 35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Замчалово- тяговая, ВЛ 35 кВ Г-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №59982-15	A	ТГМ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
19	ПС 110 кВ Замчалово- тяговая, ВЛ 35 кВ Углерод	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №59982-15	A	ТГМ		
				B	-		
				C	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
20	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60290-15	A	ЗНГА-110		
				B	ЗНГА-110		
				C	ЗНГА-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №16023-97	А	ТФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФМ-110		
				С	ТФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0ё Ксч=1 №16666-07	EA05RAL-B-4					
22	ПС 110 кВ Зимовники- тяговая, ввод Т-2 110 кВ (новый)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60290-15	А	ЗНГА-110		
				В	ЗНГА-110		
				С	ЗНГА-110		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
23	ПС 110 кВ Колодези тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона-Колодези	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ		
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Колодези тяговая, ВЛ-110 кВ Кутейниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
25	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Т1-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	А	ТОГФ		
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
26	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Т2-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №61432-15	А	ТОГФ		
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. ПЭ 1 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
28	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. ПЭ 2 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=75/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
29	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф. Станция-1 10кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф-1 ЛЭП 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=20/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
31	ПС 110 кВ Колодези тяговая, Ф-2 ЛЭП 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=40/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-6		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-6		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
32	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
34	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А- 15 (ф-3-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
35	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А- 16 (ф-2-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФН-35М		
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ВЛ 35 кВ Кугей тяговая-А-7 (ф-4-35 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
37	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, ДПР1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №3689-73	А	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФЗМ-35Б-1У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
38	ПС 110 кВ Кугей-тяговая, Ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Кутейниково тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона-Кутейниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	А	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФ		
				С	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Лесостель- тяговая, ВЛ 110 кВ С2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
41	ПС 110 кВ Лесостель- тяговая, ВЛ 110 кВ ШТЭЦ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
42	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ввод 35 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №21256-03	A	ТОЛ 35	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
43	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ввод 35 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №21256-03	A	ТОЛ 35		
				B	-		
				C	ТОЛ 35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
44	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ВЛ 110 кВ М.Курган - Квашино	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Матвеев-Курган, ВЛ 110 кВ Т-15	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					
46	ПС 110 кВ Песчанокоская- тяговая, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №41794-09	A	ЗНГ		
				B	ЗНГ		
				C	ЗНГ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
47	ПС 110 кВ Песчанокоская- тяговая, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №41794-09	A	ЗНГ		
				B	ЗНГ		
				C	ЗНГ		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Пролетарская, ВЛ 110 кВ Пролетарская- Двойная тяговая 1 цепь	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №26422-04	A	ТФЗМ 110Б IV	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 110Б IV		
				C	ТФЗМ 110Б IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					
49	ПС 110 кВ Пролетарская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	A	ТФНД-110М		
				B	ТФНД-110М		
				C	ТФНД-110М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
50	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ВЛ-110 кВ Промзона - Колодези	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	A	ТОГФ		
				B	ТОГФ		
				C	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ВЛ-110 кВ Промзона - Кутейниково	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №61432-15	A	ТОГФ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОГФ		
				C	ТОГФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
52	ПС 110 кВ Промзона (110/10/10 кВ), ОМВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №2793-71	A	ТФНД-110М		
				B	ТФЗМ-110Б-ІУ1		
				C	ТФНД-110М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
53	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, ВЛ 110 кВ Дубовская-Ремонтная тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47846-11	A	СРА 123		
				B	СРА 123		
				C	СРА 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, ВЛ 110 кВ Жуковская-Ремонтная тяговая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47846-11	A	СРА 123		
				B	СРА 123		
				C	СРА 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQV-P4GB-DW-4					
55	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, Ф.ДЦР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №36291-11	A	ТЛО-35		
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51637-12	A	TJC		
				B	TJC		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					
56	ПС 110 кВ Ремонтная тяговая, Ф.ДЦР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №36291-11	A	ТЛО-35		
				B	ТЛО-35		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51637-12	A	TJC		
				B	TJC		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
57	ПС 110 кВ Сальск-тяговая, ввод Т-1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №41794-09	A	ЗНГ		
				B	ЗНГ		
				C	ЗНГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
58	ПС 110 кВ Сальск-тяговая, ввод Т-2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №41794-09	A	ЗНГ		
				B	ЗНГ		
				C	ЗНГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4G-DW-4					
59	ПС 110 кВ Сальск-тяговая, Ф.3 10 кВ ТП-54	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	A	ТЛК10		
				B	-		
				C	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Сальск-тяговая, Ф. ТП-3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
61	ПС 110 кВ Сальск-тяговая, Ф.11 10 кВ ТП-101	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №9143-83	А	ТЛК10		
				В	-		
				С	ТЛК10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-97	А	НАМИТ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
62	ПС 110 кВ Старая станица- тяговая, Т1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №44640-10	А	ТОГФ-110		
				В	ТОГФ-110		
				С	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	А	ЗНОГ		
				В	ЗНОГ		
				С	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, Т2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №44640-10	A	ТОГФ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОГФ-110		
				C	ТОГФ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №61431-15	A	ЗНОГ		
				B	ЗНОГ		
				C	ЗНОГ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
64	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово II цель	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
65	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово I цель	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №37850-08	A	VAU-123		
				B	VAU-123		
				C	VAU-123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, Т1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
67	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, Т2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
68	ПС 110 кВ Старая станция- тяговая, Ф.ДЦР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ		
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
69	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, Ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №42661-09	A	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				B	ЗНОЛ-СВЭЛ		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
70	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, Т1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					
71	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, Т2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, яч.№1, ВЛ-10 кВ №1 (Ф.1-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
73	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, яч.№2, ВЛ-10 кВ №2 (Ф.2-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
74	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, яч.№3, ВЛ-10 кВ №3 (Ф.3-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10		
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Старая станция-тяговая, Ф.5 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-4					
76	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, ВЛ 110 кВ Р-29	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
77	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, ВЛ 110 кВ Синявская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, Ф.ДПР-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФН-35М		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
79	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, Ф.ДПР-2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
80	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, Ф.ДПР-3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	А	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТФ3М-35А-У1		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, Ф.1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-03	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
82	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, ВЛ-10 кВ №3 (Ф.3-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №22192-03	A	ТПЛ-10-М		
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RL-В-3					
83	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, ВЛ-10 кВ №4 (Ф.4-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
84	ПС 110 кВ Хапры-тяговая, ВЛ-10 кВ №5 (Ф.5-10 кВ)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПФМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
85	ПС 220 кВ Погорелово, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1				
				В	ТБМО-110 УХЛ1				
				С	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
		86	ПС 220 кВ Погорелово, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05			А	ТБМО-110 УХЛ1
								В	ТБМО-110 УХЛ1
С	ТБМО-110 УХЛ1								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03			А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
87	ПС 220 кВ Погорелово), ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово I цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
88	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Промзона - Погорелово II цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
89	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Чебатовская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
90	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово I цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ-1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
91	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Каменская ТЭЦ – Погорелово II цепь (ВЛ 110 кВ КТЭЦ-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
92	ПС 220 кВ Погорелово, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
93	ПС 220 кВ Погорелово, Ф.ВЛ 35 кВ Погорелово- тяговая-Г-5 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №21256-01	A	ТОЛ-35Б	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-35Б		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
94	ПС 220 кВ Погорелово, Ф.ВЛ 35 кВ Погорелово- тяговая-ЗСК	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
95	ПС 220 кВ Погорелово, Ф.ПГ 35 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФН-35М		
				B	-		
				C	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
96	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 220 кВ Сыоево- Великоцкая	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
97	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 220 кВ Сыоево- Луганская ТЭС	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
98	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Колодезянская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
99	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Промзона-1ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					
100	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Промзона-2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
101	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Чертково-1ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
102	ПС 220 кВ Сыоево, ВЛ 110 кВ Чертково-2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
103	ПС 220 кВ Сыоево, ОСП-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
104	ПС 220 кВ Сыоево, Ф.2 10 кВ Шептуховка	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10		
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
105	ПС 220 кВ Сыоево, Ф.5 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
106	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-1 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №19720-06	А	ТВ		
				В	ТВ		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
107	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-2 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №19720-06	А	ТВ		
				В	ТВ		
				С	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
108	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-1 СН-1 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15173-06	A	ТШП-0,66	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4					
109	ПС 27,5 кВ Локомотивстрой-тяговая, Ввод-2 СН-2 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №15173-06	A	ТШП-0,66		
				B	ТШП-0,66		
				C	ТШП-0,66		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-4					
110	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.1 27, 5 кВ (ФКС-1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1		
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
111	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.2 27, 5 кВ (ФКС-2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №3690-73	A	ТФ3М-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
112	ПРП Усть-Донецк 27,5 кВ, Ф.ДПР 27, 5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №26417-04	A	ТФ3М 35А-У1		
				B	ТФ3М 35А-У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
113	ПС 27,5 кВ Таганрог- тяговая, Ввод 1 от АТ-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №19720-06	A	ТВ		
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
114	ПС 27,5 кВ Таганрог- тяговая, Ввод-2 от Т-1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №71924-18	A	ТВД-35МКП	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВД-35МКП		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
115	ПС Койсуг-тяговая 27,5 кВ, Ввод АТ1 27,5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №19720-06	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
116	ПС Койсуг-тяговая 27,5 кВ, Ввод АТ2 27,5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1500/5 №19720-06	A	ТВ	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТВ		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-54	A	ЗНОМ-35		
				B	ЗНОМ-35		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
117	ПС Л-1 35/6 кВ, Ввод Т2 35 кВ (Ввод от ВЛ Лихая-2)	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №26419-04	A	ТФЗМ 35Б-I У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ 35Б-I У1		
				C	ТФЗМ 35Б-I У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
118	ПС 220 кВ Зимовники, ВЛ 110 кВ Зимовники- тяговая	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №24811-03	A	ТФЗМ 110Б	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				B	ТФЗМ 110Б		
				C	ТФЗМ 110Б		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №75606-19	A	НКФ 110-57 У1		
				B	НКФ 110-57 У1		
				C	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
119	ПС 220 кВ Зимовники, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				B	ТГФМ-110		
				C	ТГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №75606-19	A	НКФ 110-57 У1		
				B	НКФ 110-57 У1		
				C	НКФ 110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
120	ПС 220 кВ Койсуг, ввод ВЛ 27,5 кВ тяга1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №49113-12	A	ТПУ 7	RTU-325L Пер. № 37288-08	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ PCTB-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТПУ 7		
				C	ТПУ 7		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51401-12	A	ТЈР		
				B	ТЈР		
				C	ТЈР		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALXQV-P4GB-DW-4					
121	ПС 220 кВ Койсуг, ввод ВЛ 27,5 кВ тяга2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №49113-12	A	ТПУ 7		
				B	ТПУ 7		
				C	ТПУ 7		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №51401-12	A	ТЈР		
				B	ТЈР		
				C	ТЈР		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALXQV-P4GB-DW-4					
122	ПС 220 кВ НЗБ, Ввод 1 27,5 кВ (ВЛ 27.5кВ МПС-1)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №21256-07	A	ТОЛ-35	RTU-325H Пер. № 44626-10	
				B	ТОЛ-35		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
123	ПС 220 кВ НЗБ, Ввод 2 27,5 кВ (ВЛ 27.5кВ МПС-2)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №21256-07	A	ТОЛ-35	RTU-325H Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТОЛ-35		
				C	ТОЛ-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
124	ПС 220 кВ НЗБ, ТСН1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
125	ПС 220 кВ НЗБ, ТСН2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
126	ПС 220 кВ Песчанокопская, ВЛ 110 кВ Песчанокопская- тяговая 1 цепь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М3	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	СТВ-01 Рег. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				В	ТВ-ЭК исп. М3		
				С	ТВ-ЭК исп. М3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
127	ПС 220 кВ Песчанокопская, ВЛ 110 кВ Песчанокопская- тяговая 2 цепь	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М3		
				В	ТВ-ЭК исп. М3		
				С	ТВ-ЭК исп. М3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
128	ПС 220 кВ Песчанокопская, ОВ-110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
129	ПС 220 кВ Погорелово, АТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09	СТВ-01 Рег. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
130	ПС 220 кВ Погорелово, АТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1		
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
131	ПС 220 кВ Погорелово, ВЛ 110 кВ Чебатовская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №56255-14	А	ТВ-ЭК исп. М1		
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №14205-94	А	НКФ-110-57 У1		
				В	НКФ-110-57 У1		
				С	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
132	ПС 220 кВ Сальская, ВЛ 110 кВ Сальская- Сальская тяг. 1ц	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №56255-14	A	ТВ-ЭК исп. МЗ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТВ-01 Пер. № 49933-12/ РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12		
				B	ТВ-ЭК исп. МЗ				
				C	ТВ-ЭК исп. МЗ				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15	A	НДКМ				
				B	НДКМ				
				C	НДКМ				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		133	ПС 220 кВ Сальская, ВЛ 110 кВ Сальская- Сальская тяг. 2ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №52261-12			A	ТГФМ-110
								B	ТГФМ-110
C	ТГФМ-110								
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15			A	НДКМ				
				B	НДКМ				
				C	НДКМ				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4					
134	ПС 220 кВ Сальская, ОВ-110 кВ			ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №52261-12	A	ТГФМ-110		
						B	ТГФМ-110		
		C	ТГФМ-110						
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60542-15	A	НДКМ				
				B	НДКМ				
				C	НДКМ				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
135	ПС 220 кВ Сальская, яч.29, Ф.ПГ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
136	ПС 220 кВ Т-10, ввод от АТ1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1000/5 №59982-15	А	ТГМ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	
				В	ТГМ		
				С	ТГМ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
137	ПС 220 кВ Т-10, ГРШ-0,4 кВ ТСН-1, Ввод 0,4 кВ Обдув от ТСН-1 ПС Т-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №64182-16	А	ТШП		
				В	ТШП		
				С	ТШП		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
138	ПС 220 кВ Т-10, ГРШ-0,4 кВ ТСН-2, Ввод 0,4 кВ Обдуг от ТСН-2 ПС Т-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №64182-16	A	ТШП	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-04	СТБ-01 Пер. № 49933-12/ РСТБ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТШП		
				C	ТШП		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
139	ПС 220 кВ Т-10, ЩСН-0,4 кВ №1, Ввод 0,4 кВ 1С (ТСН-1 ПС Т-10)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №64182-16	A	ТШП		
				B	ТШП		
				C	ТШП		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
140	ПС 220 кВ Т-10, ЩСН-0,4 кВ №1, Ввод 0,4 кВ 2С (ТСН-2 ПС Т-10)	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №64182-16	A	ТШП		
				B	ТШП		
				C	ТШП		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 2, 14, 15, 32, 33, 40, 41, 44, 46, 47, 57, 58, 64, 65, 76, 77, 85-92, 96, 97, 100, 102, 103, 133, 134	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
3-13, 16-19, 34-38, 59-61, 78-81, 83, 84, 93-95, 106, 107, 110-117	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
20, 22-26, 39, 45, 53, 54, 62, 63, 98, 99, 101	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
27-31, 66-75, 120, 121	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
42, 43	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
48, 118, 135	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
49	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
50, 51, 130	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
21, 52, 82	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
55, 56	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
104, 105	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
108, 109	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	3,4
119, 128, 129	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
122-127, 131, 136	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
132	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,8
137-140	Активная	0,8	4,7
	Реактивная	1,9	2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325H - для УСПД RTU-325L - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.} от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +50 от -10 до +55 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325H: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-325L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 50000 72 80000 72 90000 72 140000 72 40000 24 55000 24 100000 24 75000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 6

1	2
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	78 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	18 шт.
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 II*	18 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	3 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	5 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-IY1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М3	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК исп. М1	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ	21 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	7 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТРУ 7	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ	10 шт.
Трансформаторы тока	ТВД-35МКП	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-35-II	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	12 шт.
Трансформаторы тока	ТГМ	7 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	15 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	33 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ	1 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	5 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП	12 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ	9 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	СРА 123	6 шт.
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	51 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	30 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-57	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈС	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЈР	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СВЭЛ	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	47 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	47 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	64 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	23 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	4 шт.

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Сервер точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01-01	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-136-2021	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.167.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ростовской области».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ростовской области

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

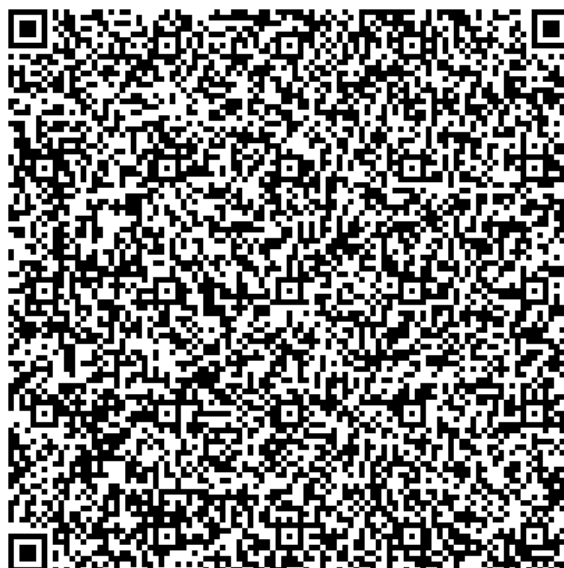
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН: 7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82728-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователь напряжения измерительный аналого-цифровой и цифро-аналоговый модульный NI PXI-7841R

Назначение средства измерений

Преобразователь напряжения измерительный аналого-цифровой и цифро-аналоговый модульный NI PXI-7841R (далее – преобразователь) предназначен для измерения и воспроизведения электрического напряжения.

Описание средства измерений

Принцип действия основан на аналого-цифровом преобразовании входного напряжения в цифровой код и на цифро-аналоговом преобразовании заданной в цифровом коде значения в аналоговый сигнал. Значения измеряемого и воспроизводимого напряжения отображаются в окне управляющей программы. Все каналы изолированные, и позволяют одновременно производить измерение и воспроизведение напряжения. Преобразователь имеет программируемую логическую интегральную схему (FPGA) Virtex-5 LX30.

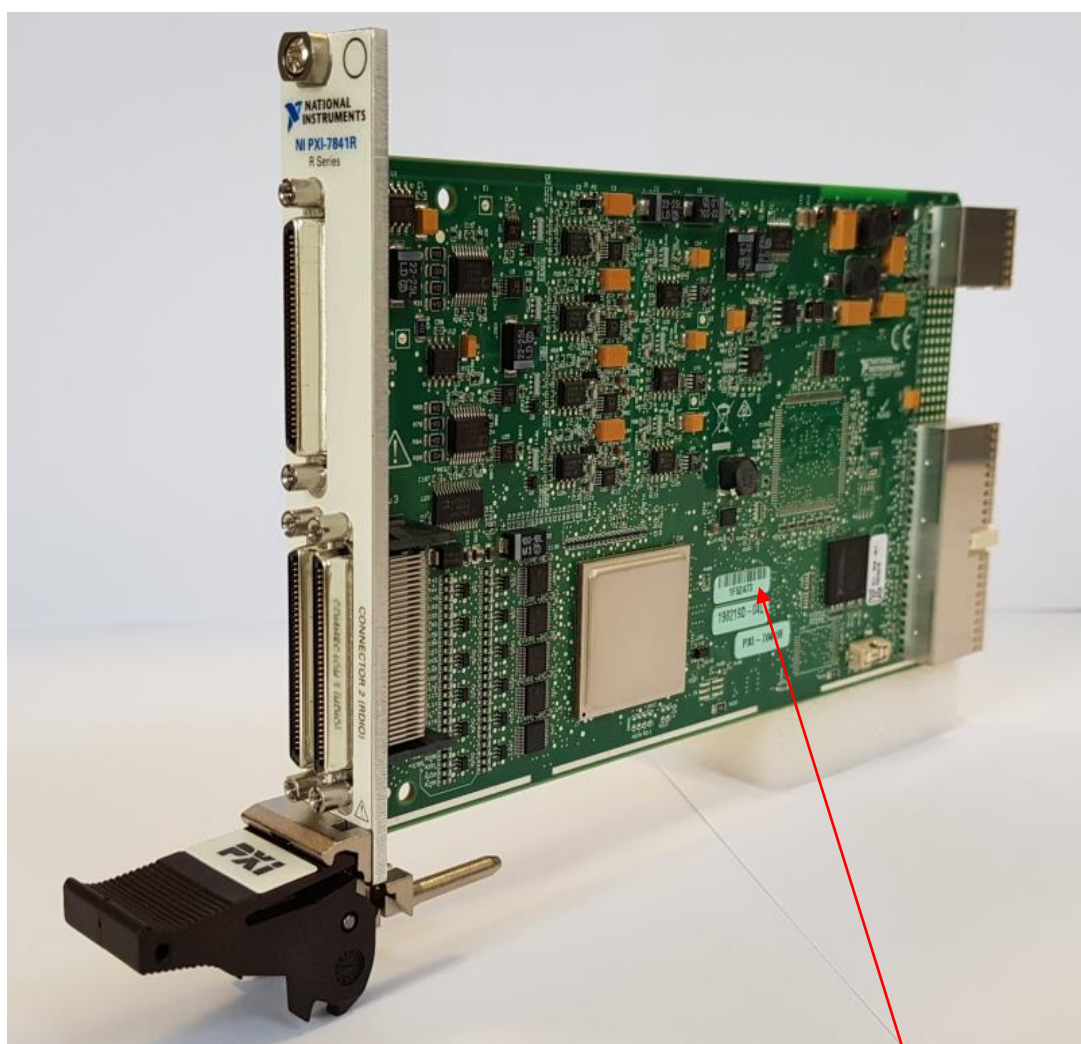
Преобразователь устанавливается в слоты шасси National Instruments с интерфейсом (шиной) PXI.

Преобразователь выполнен в виде модуля с лицевой панелью, имеющей сигнальный разъем, и задней панелью с соединителем для установки в шасси National Instruments с шиной PXI. Для коммутации сигнальных контактов может быть использована терминальная плата СВ-68LP с клеммами «под винт», присоединяемая к разъему лицевой панели кабелем SH68-SB68-S или кабель аналогичного типа.

Общий вид преобразователя показан на рисунке 1, этикетка на упаковочной коробке – на рисунке 2.

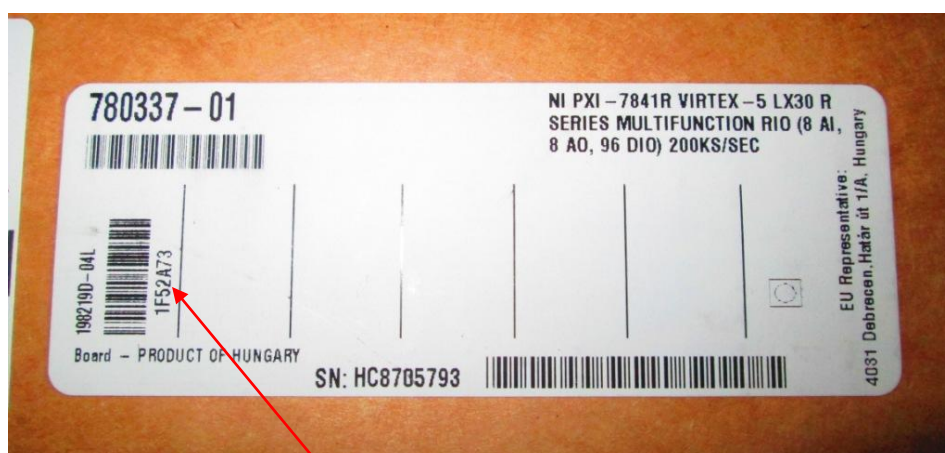
В конструкции преобразователя отсутствуют элементы регулировки и подстройки, доступные пользователю. Пломбирование преобразователя не предусмотрено.

Заводской (серийный) номер преобразователя указан на плате модуля, и на самоклеющейся этикетке, помещенной на упаковочной коробке.



заводской (серийный) номер преобразователя

Рисунок 1 – Общий вид преобразователя



заводской (серийный) номер преобразователя

Рисунок 2 – Этикетка на упаковочной коробке

Программное обеспечение

Программное обеспечение (драйвер) “NI-RIO”, устанавливаемое на контроллер (компьютер) служит для управления режимами работы, его метрологически значимая часть предназначена для отображения, записи и хранения измеряемых и воспроизводимых значений величин. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «низкий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	NI-RIO
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 17.0.0

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
ИЗМЕРЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ	
Количество каналов	8
Разрядность аналого-цифрового преобразователя, бит	16
Максимальная скорость выборки (частота дискретизации), 1/с	$2 \cdot 10^5$
Связь по входу	DC
Входное сопротивление	10 ГОм
Пределы диапазона измерения напряжения U, В	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения постоянного напряжения	$\pm (5,1 \cdot 10^{-4} \cdot U + 2,71 \cdot 10^{-3})$
ВОСПРОИЗВЕДЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ	
Количество каналов	8
Разрядность аналого-цифрового преобразователя, бит	16
Максимальная скорость выборки (частота дискретизации), 1/с	$1 \cdot 10^6$
Связь по выходу	DC
Выходное сопротивление	0,5 Ом
Пределы диапазона воспроизведения напряжения U, В	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения постоянного напряжения	$\pm (3,51 \cdot 10^{-4} \cdot U + 2,37 \cdot 10^{-3})$
ЦИФРОВЫЕ КАНАЛЫ	
Количество каналов	96
Логические уровни напряжения	TTL
Минимальная длительность импульсов на входах	25 нс
Минимальная длительность импульсов на выходах	12,5 нс
Минимальный период цифрового сигнала	5 нс
ОПОРНЫЙ ГЕНЕРАТОР	
Номинальное значение частоты, МГц	10
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты	$\pm 1 \cdot 10^{-4}$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Габаритные размеры, мм (высота × глубина × толщина)	100 × 160 × 20
Масса, г, не более	152
Потребляемая мощность от шасси PXI, Вт, не более	20
Рабочие условия применения	
температура окружающего воздуха, °С	от 15 до 30
относительная влажность воздуха, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность преобразователя

Наименование и обозначение	Кол-во
Преобразователь напряжения измерительный аналого-цифровой и цифро-аналоговый модульный NI PXI-7841R	1 шт.
Принадлежности	по заказу
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Методика поверки 7841R/МПИ-2021	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 эксплуатационного документа.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к преобразователю напряжения измерительному аналого-цифровому и цифро-аналоговому модульному NI PXI-7841R

Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы (приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3457)

Государственная поверочная схема для средств измерений времени и частоты (приказ Росстандарта от 31.07.2018 г. № 1621)

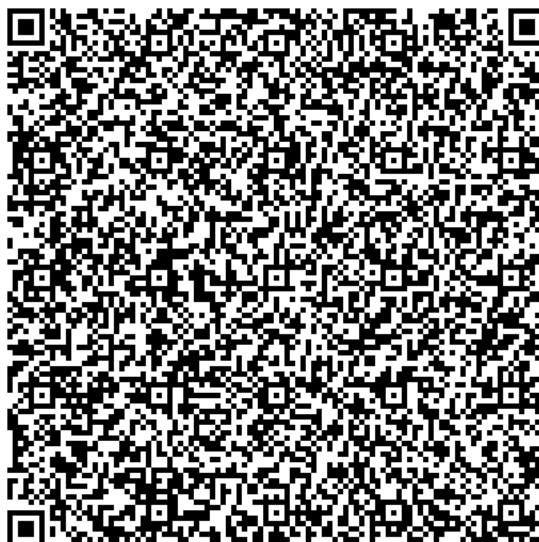
Техническая документация компании “National Instruments”

Изготовитель

Компания “NI Hungary Software and Hardware Manufacturing Limited Liability Company”, Венгрия (филиал компании “National Instruments Corporation”, США)
Адрес: 4031 Debrecen, Hatar ut I/A, Hungary;
Тел./Факс 36-52-515-400; E-mail info@ni.com

Испытательный центр

Акционерное общество «АКТИ-Мастер» (АО «АКТИ-Мастер»)
Адрес: 127106, Москва, Нововладыкинский проезд, д. 8, стр. 4
Тел./факс: +7(495)926-71-85; Web: <http://www.actimaster.ru>; E-mail: post@actimaster.ru
Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311824 от 14.10.2016 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СибурТюменьГаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СибурТюменьГаз» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) и напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) АО «СибурТюменьГаз», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее - УСВ), автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ) персонала, программное обеспечение (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера» и технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД. На сервере БД осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

АРМ в автоматическом режиме по сети Internet с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от навигационных космических аппаратов систем ГЛОНАСС/GPS. УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при наличии расхождения часов сервера БД и времени УСВ. Коррекция часов счетчиков в части ИК 1...117 осуществляется от часов сервера БД и проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Коррекция часов счетчиков в части ИК 118...119 осуществляется от часов устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) ЭКОМ-3000 со встроенным приемником сигналов точного времени и проводится при расхождении часов счетчика и УСПД ЭКОМ-3000 более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Меридиан, Тюменская КС 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1, Ввод №1	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
2	ПС 110 кВ Меридиан, Тюменская КС 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, Ввод №2	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
3	ТП-4 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.КСО 6 кВ №2, КЛ- 6 кВ СЕРВИС-ЭМО	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 9143-06	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
4	КТПН-630 6 кВ, РУ- 0,4 кВ ВТК-2, Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 3 СШ 6 кВ, яч.45, КЛ-6 кВ ф.45	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
6	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 4 СШ 6 кВ, яч.40, КЛ-6 кВ ф.40	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
7	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 4 СШ 6 кВ, яч.32, ВЛ-6 кВ ф.32	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
8	ТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.5, КЛ- 0,4 кВ ф.АЗС	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 17551-98	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
9	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 2 СШ 6 кВ, яч.18, ВЛ-6 кВ ф.18	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
10	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 1 СШ 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ ф.13	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
11	ПС 110 кВ ГПП-1, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 2 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6 кВ ф.8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
12	РУ-0,4 кВ КФХ Дементра, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 17551-98	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	РУ-0,4 кВ Промстрой, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-04	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	- / УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
14	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 1 СШ 6 кВ, яч.8, ВЛ-6 кВ ф.8	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
15	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 1 СШ 6 кВ, яч.10, КЛ- 6 кВ ф.10	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
16	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 1 СШ 6 кВ, яч.12, ВЛ- 6 кВ ф.12	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
17	ПС 110 кВ ГПП-3, ЗРУ-6 кВ Б2СР, 2 СШ 6 кВ, яч.20, КЛ- 6 кВ СОТ Мега-84	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
18	ЗРУ-6 кВ Товарный парк №1, 1 СШ 6 кВ, яч.11, КВЛ 6 кВ ф.№11 Вдольтрассовая 1	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
19	ЗРУ-6 кВ Товарный парк №1, 2 СШ 6 кВ, яч.24, КВЛ 6 кВ ф.№24 Вдольтрассовая 2	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ЗРУ-6 кВ Товарный парк №1, 2 СШ 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф.22	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП Кл. т. 0,2 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
21	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.33, КЛ-10 кВ ф.33	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
22	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.22, КЛ-10 кВ ф.22	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
23	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6, КЛ-10 кВ ф.6	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3
24	ПС 110 кВ ГПП-5, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7, КЛ-10 кВ ф.7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
25	ТП-1/5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ СОТ Мега-84 Левое крыло	ТШ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
26	ТП-1/5 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.7, КЛ-0,4 кВ СОТ Мега-84 Правое крыло	ТШ-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 9504-84	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Бахилловская КС 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
28	Бахилловская КС 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.4	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S Ктт 300/5 Рег. № 25433-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
29	ПС 220 кВ Газовая, ЗРУ-2 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18, КЛ-10 кВ ф.18	ТРУ4 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 17085-98	ТЈР4 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
30	ПС 220 кВ Газовая, ЗРУ-2 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ-10 кВ ф.10	ТРУ4 Кл. т. 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 17085-98	ТЈР4 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
31	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.104, ВЛ-10 кВ Г-104	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
32	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.135, ВЛ-10 кВ Г-135	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
33	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
34	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская, ТСН-1 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская, ЗРУ- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
36	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская, ТСН- 2 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
37	ПС 110 кВ Маяк, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 59870-15	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
38	ПС 110 кВ Маяк, ТСН-1 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
39	ПС 110 кВ Маяк, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.9	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
40	ПС 110 кВ Маяк, ТСН-2 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 75/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
41	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.106, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 38395-08	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.127, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-I Кл. т. 0,5 КтТ 300/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,1 ±7,1
43	ЦРП-6 кВ ЮБГПЗ, 2 СШ 6 кВ, яч.18, КЛ- 6 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КтТ 200/5 Рег. № 25433-06	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,2 КтН 6000/√3/100/√3 Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
44	КРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.10, КЛ-6 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 250/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КтН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
45	КРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.13, КЛ-6 кВ	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S КтТ 250/5 Рег. № 58720-14	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КтН 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КтН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.02М.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
46	ПС 220 кВ ГПП-2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Васильев - ГПП-2	ВСТ Кл. т. 0,2S КтТ 600/5 Рег. № 17869-10	СРВ 245 Кл. т. 0,5 КтН 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
47	ПС 220 кВ ГПП-2, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Сибирская - ГПП-2	ВСТ Кл. т. 0,2S КтТ 600/5 Рег. № 17869-10	СРВ 245 Кл. т. 0,5 КтН 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
48	ПС 220 кВ Мегион, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Мегион-ГПП-2-I цепь с отпайкой	ВСТ Кл. т. 0,2S КтТ 600/5 Рег. № 17869-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КтН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
49	ПС 220 кВ Мегион, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Мегион-ГПП-2-II цепь с отпайкой	ВСТ Кл. т. 0,2S КтТ 600/5 Рег. № 17869-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 КтН 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
50	ПС 220 кВ Газовая, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Белозерная - Газовая II цепь	VAU-245 Кл. т. 0,2S КтН 750/5 Рег. № 53609-13	VAU-245 Кл. т. 0,2 КтН 220000/√3/100/√3 Рег. № 53609-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
51	ПС 220 кВ Газовая, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Белозерная - Газовая I цепь	VAU-245 Кл. т. 0,2S КтН 750/5 Рег. № 53609-13	VAU-245 Кл. т. 0,2 КтН 220000/√3/100/√3 Рег. № 53609-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
52	ПС 220 кВ Зима, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S КтТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
53	ПС 220 кВ Зима, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.19	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S КтТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
54	ПС 220 кВ Зима, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.7	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,2S КтТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
55	ПС 220 кВ Зима, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КтТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 КтН 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
56	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.35, яч.38	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
57	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.124	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
58	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.31, яч.28	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
59	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.18, яч.14	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
60	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ТСН-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
61	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.6, яч.8	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
62	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.118	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S КТТ 1500/5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 КТН 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
63	ПС 220 кВ Губкинский ГПЗ, ТСН-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 22656-02	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
64	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.4	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242- 16	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±3,0 ±5,5
65	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.118	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
66	ПС 220 кВ Аврора, ТСН-1 ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
67	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.9	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
68	ПС 220 кВ Аврора, ТСН-2 ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,1 ±7,1
69	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.15	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
70	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.20	ТШЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S Ктт 4000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,2 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
71	ПС 220 кВ Аврора, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.124	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
72	ПС 220 кВ ЮБГПЗ, ЗРУ-10 кВ ЮБГПЗ, 1 СШ 10 кВ, яч.4	ARO1a/N2 Кл. т. 0,2S КТТ 4000/5 Рег. № 61630-15	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,2 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
73	ПС 220 кВ ЮБГПЗ, ТСН-1 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
74	ПС 220 кВ ЮБГПЗ, ЗРУ-10 кВ ЮБГПЗ, 2 СШ 10 кВ, яч.22	ARO1a/N2 Кл. т. 0,2S КТТ 4000/5 Рег. № 61630-15	VRQ3n/S2 Кл. т. 0,2 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
75	ПС 220 кВ ЮБГПЗ, ТСН-2 ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
76	КТПН-400 10 кВ ИП «Адибежян», ввод 10 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
77	КТПН-10 кВ КФХ Гаджиевой Э.С., ввод 10 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
78	22-ТП 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш, ф.5	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.17 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
79	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ, яч.106	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
80	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ, яч.127	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
81	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ, ВВ1 яч.6, ВВ2 яч.8	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
82	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ, ВВ1 яч.14, ВВ2 яч.18	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
83	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ, ВВ1 яч.28, ВВ2 яч.31	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
84	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ, ВВ1 яч.35, ВВ2 яч.38	ТЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
85	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 5 СШ, 5ВВ яч.118	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-02	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
86	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ЗРУ-10 кВ, 6 СШ, 6ВВ яч.124	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 1500/5 Рег. № 1261-08	НАЛИ-СЭЩ Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
87	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ТСН1 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
88	ПС 220 кВ Красноленинский ГПЗ, ТСН2 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
89	ПС 35 кВ ЮБ ГНС, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ 1Т	GIF 40,5 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
90	ПС 35 кВ ЮБ ГНС, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
91	ПС 35 кВ ЮБ ГНС, ОРУ-35 кВ, Ввод 35 кВ 2Т	GIF 40,5 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0
92	ПС 35 кВ ЮБ ГНС, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
93	КРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 Ктн 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,8 ±4,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
94	КРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.21	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07 ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,8$ $\pm 4,0$
95	ЗРУ-10 кВ ТСБ, яч.2, Ввод 1 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40015-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,8$ $\pm 4,0$
96	ЗРУ- 10 кВ ТСБ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
97	ЗРУ-10 кВ ТСБ, яч.20, Ввод 2 10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 40015-08	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,8$ $\pm 4,0$
98	ЗРУ- 10 кВ ТСБ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,4$	$\pm 4,1$ $\pm 7,1$
99	ПС 110 кВ Вымпел, Ввод 1 110 кВ	TG145 N1 Кл. т. 0,2S КТТ 150/5 Рег. № 30489-09	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	ПС 110 кВ Вымпел, Ввод 2 110 кВ	TG145 N1 Кл. т. 0,2S Ктт 150/5 Рег. № 30489-09	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,7$ $\pm 3,9$
101	ПС 220 кВ Мегион, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ВСТ Кл. т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 17869-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 24218-13	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,8$ $\pm 4,0$
102	ТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.14, КЛ-0,4 кВ ф.14	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 3,0$ $\pm 5,5$
103	КТП-6 кВ УДС-3, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 17551-98	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 3,0$ $\pm 5,5$
104	КТП-6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ 8Щ, 2 СШ 0,4 кВ, яч.8, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 32501-08	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 3,0$ $\pm 5,5$
105	КТП-6 кВ Котельная, РУ-0,4 кВ 8Щ, 1 СШ 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ	ТТЭ-30 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 32501-08	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 3,0$ $\pm 5,5$
106	ТП-7 6 кВ, 1 ЩСУ- 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, АВ.№17, КЛ-0,4 кВ	ТТИ-А Кл. т. 0,5 Ктт 40/5 Рег. № 28139-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 2,2$	$\pm 3,0$ $\pm 5,5$
107	РП БС 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 64450-16		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,2$	$\pm 5,0$ $\pm 11,1$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
108	КТП-10 кВ АТК, РУ-0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
109	РП 0,23 кВ Блок-Бокс ЭХЗ, Ввод 0,23 кВ	-	-	СЭБ-1ТМ.02 Кл. т. 1,0/- Рег. № 32621-06		активная	±1,1	±5,0
110	РЩ-0,4 кВ БРУ ИП С.К. Кёся, АВ. WIF-400М, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
111	КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
112	КРУ-6 кВ ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная реактивная	±0,8 ±2,2	±3,0 ±5,5
113	ЗРУ-6 кВ ГС, 1 СШ 6 кВ, яч.6	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
114	ЗРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.15	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
115	ЗРУ-6 кВ ГС, Ввод 6 кВ ТСН-1	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,8 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
116	ЗРУ-6 кВ ГС, Ввод 6 кВ ТСН-2	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 7069-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
117	ЗРУ-6 кВ ГС, 2 СШ 6 кВ, яч.15	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 25433-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
118	ПС 110 кВ Лунная, КРУН-6 кВ, яч.3, ВЛ-6 кВ СГТ-1	ТОЛ-10-ИМ Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 36307-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	- / ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6
119	ПС 110 кВ Лунная, КРУН-6 кВ, яч.4, ВЛ-6 кВ СГТ-2	ТОЛ-10-ИМ Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 36307-07	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,1 ±5,6

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	
1	2
3	4
5	6
7	8
9	10
11	12
13	14
15	16
17	18
19	20
21	22
23	24
25	26
27	28
29	30
31	32
33	34
35	36
37	38
39	40
41	42
43	44
45	46
47	48
49	50
51	52
53	54
55	56
57	58
59	60
61	62
63	64
65	66
67	68
69	70
71	72
73	74
75	76
77	78
79	80
81	82
83	84
85	86
87	88
89	90
91	92
93	94
95	96
97	98
99	100

 ± 5

Примечания:

¹ Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 – 119, от минус 40 до плюс 55 °С.

4 Кл. т. – класс точности, КтТ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

5 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСВ на однотипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	89
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, УСВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от -45 до +40 от -40 до +55 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 для счетчика СЭТ-4ТМ.03.08, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05М.05, ПСЧ-4ТМ.05М.17 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.02М.07, СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09 для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03М для счетчика А1802RALQ-P4GB-DW-4 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.17, ПСЧ-4ТМ.05МК.20 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 140000 140000 220000 120000 165000 2 70000 1 45000 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике и сервере ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ АО «СибурТюменьГаз» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	18
Трансформатор тока	ТПЛ-10	14
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	9
Трансформатор тока	ТТИ-А	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	22
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	9
Трансформатор тока	ТЛО-10	14
Трансформатор тока	ТШ-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТРУ4	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	6
Трансформатор тока	ВСТ	6
Трансформатор тока	ВСТ	9
Трансформатор тока	VAU-245	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ	21
Трансформатор тока	ТЛ 10	36
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	2
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	9
Трансформатор тока	ARO1a/N2	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	30
Трансформатор тока	GIF 40,5	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	TG145 N1	6
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТТИ-А	3
Трансформатор тока	ТТЭ-30	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-ІМ	4
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	12
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	23
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	4
Трансформатор напряжения	ТЈР4	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	28
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	VRQ3n/S2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	2
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	VAU-245	6
Трансформатор напряжения	VRQ3n/S2	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	35
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	6
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03.08	11
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М.05	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03	28
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.02М.07	1
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М.17	2
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.17	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	15
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.08	9
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счетчик электроэнергии	A1802RALQ-P4GB-DW-4	1
Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
УСВ (в составе устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000)	-	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП СМО-1805-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.826 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «СибурТюменьГаз», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82730-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (действующей через Нефтеюганский филиал).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (действующей через Нефтеюганский филиал) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) и напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (действующей через Нефтеюганский филиал), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее - УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», АРМ энергосбытовой организации – субъекта оптового рынка, технические средства обеспечения электропитания.

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД.

На верхнем – втором уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК обеспечивает автоматизированный сбор и долгосрочное хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений, расчет потерь электроэнергии от точки измерения до точки поставки, вычисление дополнительных параметров, подготовку справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ субъекта оптового рынка.

АРМ субъекта оптового рынка в автоматическом режиме по сети Internet по протоколу ТСП/IP с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП) осуществляет передачу информации в заинтересованные организации в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ – ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), встроенные часы сервера БД АИИС КУЭ и счетчиков. Коррекция времени сервера БД АИИС КУЭ производится от УССВ. Сличение времени сервера БД АИИС КУЭ с временем УССВ происходит не реже одного раза в сутки. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и УССВ более, чем на ± 1 с.

Коррекция времени счетчиков производится от сервера БД АИИС КУЭ. При каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, происходит сличение времени часов сервера БД АИИС КУЭ с временем счетчиков. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем сервера БД АИИС КУЭ более, чем на ± 2 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/6 кВ "Эвихон", ОРУ-110 кВ, ввод Т-1 110 кВ	TG-145 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 15651-06	СРВ-123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
2	ПС 110/35/6 кВ "Эвихон", ОРУ-110 кВ, ввод Т-2 110 кВ	TG-145 Кл.т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 15651-06	СРВ-123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,7 ±5,2
3	ПС 110/35 кВ "Западно-Салымская", ОРУ-110 кВ, ввод Т-1 110 кВ	IMB-123 Кл.т. 0,2S КТТ 400/1 Рег. № 32002-06	СПА-123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15852-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9
4	ПС 110/35 кВ "Западно-Салымская", ОРУ-110 кВ, ввод Т-2 110 кВ	IMB-123 Кл.т. 0,2S КТТ 400/1 Рег. № 32002-06	СПА-123 Кл. т. 0,2 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 15852-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,7 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 35 кВ ПСН, ЗРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, Яч.1	ТПУ 7 Кл.т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 25578-03	ТJP 7 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 25432-03	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
6	ПС 35 кВ ПСН, ЗРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, Яч.2	ТПУ 7 Кл.т. 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 25578-03	ТJP 7.1 Кл. т. 0,5 КТН 35000:√3/100:√3 Рег. № 51401-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,1	±3,1
						реактивная	±2,6	±5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 6 от минус 40 до плюс 60 °С. 4 Кл. т. – класс точности, КТТ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, КТН – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде. 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УССВ на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений. 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, - температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 47,5 до 52,5 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.16 (рег. № 36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 140000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (действующей через Нефтеюганский филиал) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	TG-145	6
Трансформатор тока	IMB-123	6
Трансформатор тока	TPU 7	6
Трансформатор напряжения	CPB-123	6
Трансформатор напряжения	CRA-123	6
Трансформатор напряжения	TJP 7	3
Трансформатор напряжения	TJP 7.1	3

1	2	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
УССВ	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП СМО-2205-2021	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.621 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (действующей через Нефтеюганский филиал), аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82731-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ЛТК «Свободный Сокол»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ЛТК «Свободный Сокол» (далее по тексту — АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) типа HP Proliant DL 180 G6 (далее по тексту – сервер ИВК), устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УССВ-2, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

— активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

— средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по основному каналу связи через GSM-связь поступает на сервер уровня ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP, сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню — «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Идентификационные признаки ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сокол-ГПП-1 Правая	ТФЗМ 150Б-1У1 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13, HP Proliant DL 180 G6
2	ПС 110 кВ ГПП-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Сокол-ГПП-1 Левая	ТФЗМ 150Б-1У1 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1188-84	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
3	ПС 35 кВ Сокол, Ввод 6 кВ 2Т	ТПШЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
4	ПС 35 кВ Сокол, Ввод 6 кВ 4Т	ТПШЛ-10 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
5	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ яч.44	ТОЛ-ЭС-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	ЗНОЛ-06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
6	ПС 110 кВ ГПП-1, РУ-6 кВ яч.56	ТОЛ-ЭС-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 34651-07	ЗНОЛ-06 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
7	ПС 10 кВ №42, РУ-10 кВ, яч.9	ТОЛ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16 ТОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ-06 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
8	ПС 10 кВ №42, РУ-10 кВ, яч.21	ТОЛ 10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 7069-79	НОЛ.08 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-09 НОЛ.08 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 3345-72	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	РП-6 кВ №5, РУ-6 кВ яч.17	ТПОЛ 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2, рег. № 54074-13, HP Proliant DL 180 G6
10	КТП-6 кВ №9, РУ-0,4 кВ яч.1	ТШЛ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	
11	КТП-6 кВ №9А, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТРП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 54961-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
12	КТП-6 кВ 400 кВА, ввод 0,4 кВ Т-1	ТРП 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 54961-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
13	ВРУ-0,4 кВ СНТ Сокол-1 Ввод-1	ТТИ 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
14	ТП-6 кВ №7, РЩ- 0,4 кВ яч.1	ТТН-Ш 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 58465-14	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
15	ЩУ-0,4 кВ ПАО Мегафон, КЛ-0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTM- 01 PBR.G Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
16	РУ-0,4 кВ ООО ПК Корстел, КЛ- 0,4 кВ Ввод 1	ТТК-А 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 76349-19	-	Меркурий 234 ARTM- 03 PB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
17	РУ-0,4 кВ ООО ПК Корстел, КЛ- 0,4 кВ Ввод 2	ТТК-А 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 76349-19	-	Меркурий 234 ARTM- 03 PB.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
18	Т-1 10 кВ, Ввод 0,6 кВ Т-1	Т-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 67928-17	НОС-0,5 660/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 46784-11	Меркурий 234 ARTM- 00 PB.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11	
19	РП-6 кВ №47, яч.1	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
20	РП-6 кВ №47, яч.2	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	рег. № 54074-13, HP Pro-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	РП-6 кВ №47, яч.5	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
22	РП-6 кВ №47, яч.13	ТПЛ-10У3 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
23	РП 6 кВ №36, яч.2	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
24	РП 6 кВ №36, яч.12	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
25	ПС-6 кВ №2, РУ-6 кВ яч.4	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
26	ПС-6 кВ №2, РУ-6 кВ яч.16	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10- 95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичные, утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm$) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm$) δ , %
1	2	3	4
1-9	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,6 6,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
10-14	Активная	1,1	3,5
	Реактивная	1,8	6,2
15	Активная	1,1	3,9
	Реактивная	2,2	8,5
16, 17	Активная	1,1	3,6
	Реактивная	1,8	6,2
18	Активная	1,3	3,7
	Реактивная	2,1	6,3
19-26	Активная	1,2	3,0
	Реактивная	1,8	4,9
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий, для ИК №№ 1-14, 19-26 для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$, и для ИК №№ 16-18 для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -20 до $+40^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды для счетчиков, $^{\circ}\text{C}$ - температура окружающей среды для сервера ИВК, $^{\circ}\text{C}$ - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до $+40$ от -20 до $+40$ от $+10$ до $+30$ от 80,0 до 106,7 98

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 74500 2 100000 24
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - журналы событий счетчика;
 - параметрирования сервера;
 - коррекции времени в сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	8
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	5
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	4
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	4
Счетчик электрической энергии статический	Меркурий 234 ARTM-01 PBR.G	1
Счетчик электрической энергии статический трехфазные	Меркурий 234 ARTM-03 PB.R	2
	Меркурий 234 ARTM-00 PB.G	1
Трансформатор тока	ТФЗМ 150Б-1У1	6
	ТПШЛ-10	6
	ТОЛ-ЭС-10	4
	ТОЛ	1
	ТОЛ 10	3
	ТПОЛ	2
	ТШЛ	3
	ТРП	6
	ТТИ	3
	ТТН-Ш	3
	ТТК-А	6
	Т-0,66	3
	ТПЛ-10У3	8
	ТПЛ-10	4
	ТПОЛ-10	4
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
	НТМИ-6-66	4
	ЗНОЛ-06	9
	НОЛ.08	3
	НАМИТ-10	2
	НОС-0,5	3
	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер ИВК	HP Proliant DL 180 G6	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51/84/21	1
Паспорт-формуляр	ЭНСЦ.466645.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ЛТК «Свободный Сокол». МВИ 26.51/84/21, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбыт-Центр»

(ООО «Энергосбыт-Центр»)

ИНН 4823040133

Адрес: 398007, г. Липецк, пл. Заводская, вл.1

Телефон: +7 (4742) 37-85-80

Web-сайт: www.energosbyt.su

E-mail: energy48@bk.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Телефон: +7 (499) 917-03-54

E-mail: info@a-energo.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»

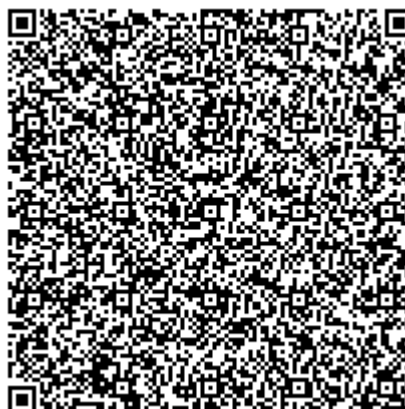
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Энерготестконтроль» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82732-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Северный Маганак

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Северный Маганак (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			УСПД, УССВ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	АТ-3-200 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3190-72	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	АТ-4-200 110 кВ	ТВ110-II кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 19720-00	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	АТ-5-200 110 кВ	ТВУ-110-II кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 3182-72	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ КМК-1 - Северный Маганак	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	ВЛ 110 кВ Маганак-Базовая-1	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{тт} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ВЛ 110 кВ Маганак-Базовая-2	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
7	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Афонинская	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Ильинская городская-2 I цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Ильинская городская-2 II цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	ф. А и ф. В НКФ 110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 ф. С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Машзавод (ВЛ 110 кВ Маганак – Машзавод)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Прокопьевская I цепь (ВЛ 110 кВ Маганак – Прокопьевская-1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Прокопьевская II цепь (ВЛ 110 кВ Маганак – Прокопьевская-2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Прокопьевская III цепь с отпайкой на ПС Машзавод (ВЛ 110 кВ Маганак – Прокопьевская-3)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
14	ВЛ 110 кВ Северный Маганак – Тырганская-1	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ 110 кВ Северный Маганак – Тырганская-2	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ВЛ 110 кВ Северный Маганак - Черкасов Камень	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
17	ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Северный Маганак I цепь с отпайкой на ПС Шахтовая	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	ВЛ 110 кВ Южно- Кузбасская ГРЭС - Северный Маганак II цепь с отпайками	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	ф. А и ф. В НКФ 110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 ф. С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	ОВ-1-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ОВ-2-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 74600-19	ф. А и ф. В НКФ 110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20 ф. С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 78713-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
21	АТ-3-200 35 кВ	ТВТ-35-I кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 3635-88	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	АТ-4-200 35 кВ	ТВТ-35-I кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 3635-88	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	ВЛ 35 кВ Т-21	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
24	ВЛ 35 кВ Т-22	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
25	ВЛ 35 кВ К-2	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
26	ВЛ 35 кВ К-3	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	ВЛ 35 кВ СК-35	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 19813-05	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	ВЛ 35 кВ СК-36	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
2, 21, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
4, 5, 8, 11, 13, 14, 16, 17, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
6, 7, 9, 10, 12, 15, 18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
23 – 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
2, 21, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
4, 5, 8, 11, 13, 14, 16, 17, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
6, 7, 9, 10, 12, 15, 18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
23 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2, 21, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
4, 5, 8, 11, 13, 14, 16, 17, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
6, 7, 9, 10, 12, 15, 18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
23 – 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2, 21, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
4, 5, 8, 11, 13, 14, 16, 17, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
6, 7, 9, 10, 12, 15, 18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
23 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков	- от 99 до 101 - от 1(5) до 120 0,87 - от 49,85 до 50,15 - от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	- от 90 до 110 - от 1(5) до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +30 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее Устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее Радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к

измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВ	19720-00	3
Трансформатор тока	ТВУ-110-II	3182-72	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	51
Трансформатор тока	ТВД-35-I	3635-88	6
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	18
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	78713-20	1
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57 У1	78712-20	5
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	60353-15	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-05	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	912-54	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	28
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Методика поверки	МП-023-2021	–	1 экз.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С003-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Северный Маганак», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Северный Маганак

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

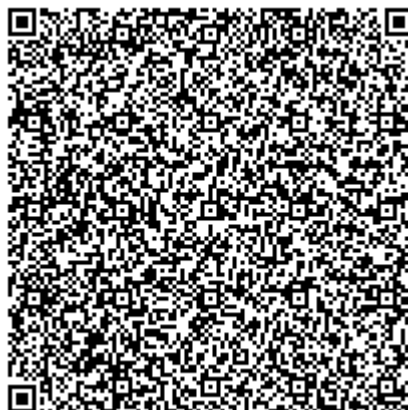
Адрес: 129327, г. Москва, ул. Коминтерна, д.7, корп. 2, комната 504

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82733-21

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тепловизор инфракрасный Titanium SC7600MB

Назначение средства измерений

Тепловизор инфракрасный Titanium SC7600MB (далее по тексту – тепловизор) предназначен для бесконтактных измерений пространственного распределения радиационной температуры объектов по их собственному тепловому излучению в пределах зоны, определяемой полем зрения оптической системы тепловизора, и визуализации этого распределения на дисплее персонального компьютера.

Описание средства измерений

Принцип действия тепловизора основан на преобразовании теплового излучения от исследуемого объекта, передаваемого через оптическую систему на приемник, в цифровой сигнал и отображении его в виде термограммы на дисплее персонального компьютера. Приемник представляет собой охлаждаемую матрицу инфракрасных высокочувствительных средневолновых детекторов на антимониде индия (InSb). Тепловизор измеряет температуру и отображают распределение температур на поверхности объекта или на границе разделения различных сред.

Тепловизор является стационарным оптико-электронным измерительным микропроцессорным прибором, работающим в инфракрасной области электромагнитного спектра, и конструктивно выполнен в виде прямоугольного корпуса, внутри которого расположен электронный блок с приемником и оптической системой со светофильтрами. На корпусе расположены: различные интерфейсные разъемы (GigaEthernet, видеовыход, внешний триггер, Cam LINK и др.), кнопка включения/выключения, а также стандартный интерфейс для подключения сменных объективов (M80). При выполнении измерений тепловизор устанавливается на специальный штатив при помощи специального резьбового монтажного приспособления.

К тепловизору данного типа относится тепловизор инфракрасный Titanium SC7600MB зав. № 160885.

Фотографии общего вида тепловизора приведены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тепловизора

Пломбирование тепловизора не предусмотрено. Информация о заводском номере тепловизора находится на нижней части корпуса тепловизора. Конструкция тепловизора позволяет нанести знак поверки на корпус.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) тепловизора инфракрасного Titanium SC7600MB состоит из двух частей: из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО, находящееся в ПЗУ, размещенном внутри корпуса тепловизора. Структура встроенного ПО исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию. Идентификационные данные программного обеспечения - отсутствуют. Метрологические характеристики тепловизора оценены с учетом влияния на него ПО.

В соответствии с п.4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий».

Автономное программное обеспечение «Altair by FLIR Systems» устанавливается на персональный компьютер и предназначено для визуализации данных измерений в виде термограмм и числовых значений, а также для анализа и составления различных отчетов по измеренным данным.

Идентификационные данные автономной части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные автономной части ПО тепловизора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Altair by FLIR Systems
Номер версии (идентификационный номер) ПО	5.91.010
Цифровой идентификатор программного обеспечения	не доступен

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики тепловизора инфракрасного Titanium SC7600MB приведены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от +5 до +300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от +5 до +100 °C включ., °C	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры в диапазоне св. +100 до +300 °C, %	±1
Порог температурной чувствительности (при температуре объекта +30 °C), °C	0,025
Спектральный диапазон, мкм	от 3 до 5
Углы поля зрения, градус по горизонтали × градус по вертикали	11,0° × 8,8°
Фокусное расстояние, мм	50
Диапазон фокусировки, мм	от 1500 до бесконечности
Коэффициент излучения (настраиваемый)	от 0,01 до 1,00
Разрешающая способность (цена единицы младшего разряда), °C	0,01

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество пикселей матрицы детектора, пиксели×пиксели	640×512
Масса (с аккумулятором и с ИК-объективом), кг, не более	5,5
Запись изображений или частота обновлений, Гц	100
Габаритные размеры, мм (высота×ширина×длина), со снятым объективом	168×130×253
Напряжение питания, В	12
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от +10 до +30 не более 85

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства пользователя на тепловизор методом штемпелевания.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тепловизор инфракрасный Titanium SC7600MB, № 160885	SC7600MB	1 шт.
ИК-объектив FLIR L0106, № 128581	FLIR L0106	1 шт.
Блок питания	-	1 шт.
Ethernet-кабель (для подключения к ПК)	-	1 шт.
Руководство пользователя (на русском языке)	SC7600MB	1 экз.
Методика поверки	МП 207-023-2021	1 экз.
CD-диск с программным обеспечением и файлами настройки камеры	-	1 шт.
Кейс для транспортировки	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к тепловизору инфракрасному Titanium SC7600MB

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

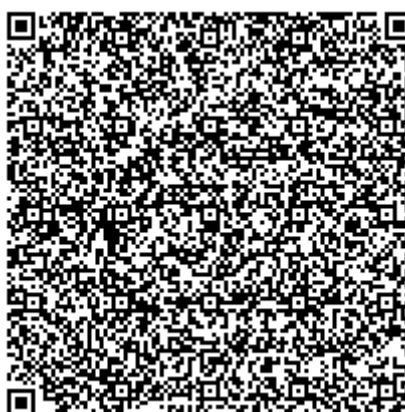
ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры.

Изготовитель

Фирма FLIR SYSTEMS Advanced Thermal Solutions SA (Франция)
Адрес: 19 bd Georges Bidault, 77 183 Croissy-Beaubourg France

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел./факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, Web-сайт: www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82734-21

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автомобильные статические САВ

Назначение средства измерений

Весы автомобильные статические САВ (далее – весы) предназначены для статического взвешивания автотранспортных средств (далее – ТС).

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругих элементов весоизмерительных тензорезисторных датчиков (далее – датчиков), возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого груза, в электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе груза. Сигналы от датчиков обрабатываются, преобразуются в цифровые при помощи индикатора и отображаются в единицах массы на цифровом табло последнего.

Конструктивно весы состоят из грузоприемного устройства (далее – ГПУ) со встроенными датчиками и индикатора, расположенного в отапливаемом помещении весовой. ГПУ может состоять из одной, двух, трёх или четырёх весовых платформ.

В весах применяются:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные C16A, C16i (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер 67871-17) производство «Hottinger Baldwin (Suzhou) Electronic Measurement Technology Co., Ltd.», Китай;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные семейства single chear beam H8C, семейства Column DBM14G, BM14G, HM14H1 и семейства dual chear beam HM9B (регистрационный номер 55371-19), производство «Zhonghang Elektronik Measuring Instruments Co., LTD (ZEMIC)», Китай;

- датчики весоизмерительные тензорезисторные QS (регистрационный номер 78206-20), фирмы «Keli Sensing Technology (Ningbo) Co., Ltd», Китай.

В качестве индикатора/терминала в весах используются:

- в качестве терминала в весах используются приборы весоизмерительные Микросим (модификации M0601) производства ООО НПП «Метра» г. Обнинск, регистрационный номер 75654-19, приборы весоизмерительные ТИТАН (модификация ТИТАН 12С), регистрационный номер 72048-18, производство ООО «ЗЕМИК», г.Ростов-на-Дону, приборы весоизмерительные CI-5010A, производства фирмы «CAS Corporation Ltd», Республика Корея, регистрационный номер 50968-12, приборы весоизмерительные МИ (модификации МИ ВДА (ВЖА)/12Я) (регистрационный номер 61378-15), производства ООО «МИДЛиК», г. Москва.

В весах предусмотрены следующие устройства и функции в соответствии с ГОСТ OIML R 76-1-2011:

- устройство полуавтоматической установки на нуль (п.Т.2.7.2.2);
- устройство автоматической установки на нуль (п.Т.2.7.2.3);
- устройство первоначальной установки на нуль (п.Т.2.7.2.4);
- устройство слежения за нулем (п.Т.2.7.3);
- устройство уравнивания тары (п.Т.2.7.4.1).

На ГПУ весов прикрепляется табличка, содержащая следующую информацию:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение весов;
- класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011;
- значение максимальной нагрузки (Max);
- значение минимальной нагрузки (Min);
- значения поверочного интервала (e) и действительной цены деления (d);
- знак утверждения типа средств измерений;
- заводской номер.

Форма условного обозначения:

Весы автомобильные статические САВ-Н-Е,

где: САВ - тип весов;

Н – величина максимальной нагрузки в т;

Е – значение e, кг:

10, 20, 50, 100 – для однодиапазонных весов;

5/10;10/20;20/50;50/100- для двухинтервальных весов.

Общий вид весов представлен на рисунках 1 - 2. Общий вид приборов весоизмерительных приведен на рисунках 3 - 4.



Рисунок 1 – Общий вид ГПУ весов



Рисунок 2 - Общий вид ГПУ весов



Микросим М0601



ТИТАН 12С



CI-5010A



МИ ВДА (ВЖА)/12Я

Рисунок 3 – Общий вид приборов



Микросим



CI-5010A



МИ ВДА (ВЖА)/12Я



ТИТАН

Рисунок 4 – Схема пломбировки приборов, обозначение мест нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) индикаторов является встроенным и полностью метрологически значимым.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее индикатора при его включении.

Защита от несанкционированного доступа к ПО, настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, предотвращающей доступ к переключателю юстировки. ПО не может быть модифицировано без нарушения защитной пломбы и изменения переключения юстировки.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для индикатора	
	Микросим M0601	ТИТАН 12
Идентификационное наименование ПО	-	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Ed 5.xx	V1.x
Цифровой идентификатор ПО	-*	

-* где x – применяет значение от 0 до 9.

Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение для модификации	
	МИ ВДА (ВЖА)/12Я	CI-5010A
Идентификационное наименование ПО	-	
Номер версии (идентифика- ционный номер) ПО	U2.01	1.0010
		1.0020
		1.0030
Цифровой идентификатор ПО	-*	
* – данные не доступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования		

Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Метрологические и технические характеристики

Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011.....III (средний)
Значения Max и Min, d, e, числа поверочных интервалов (n) при первичной поверке для однодиапазонных модификаций весов приведены в таблице 3, для двухинтервальных в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Обозначение модификации	Max, т	Min, т	d=e, кг	n
САВ-30-10	30	0,2	10	3000
САВ-40-20	40	0,4	20	2000
САВ-60-20	60	0,4	20	3000
САВ-80-50	80	1	50	1600
САВ-100-50	100	1	50	2000
САВ-150-50	150	1	50	3000
САВ-200-100	200	2	100	2000

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Обозначение Модификации	Max, т	Min, т	d=e, кг	n
CAB-30-5/10	15	0,1	5	3000
	30		10	3000
CAB-40-10/20	30	0,2	10	3000
	40		20	2000
CAB-60-10/20	30	0,2	10	3000
	60		20	3000
CAB-80-20/50	60	0,4	20	3000
	80		50	1600
CAB-100-20/50	60	0,4	20	3000
	100		50	2000
CAB-150-20/50	60	0,4	20	3000
	150		50	3000
CAB-200-50/100	150	1	50	3000
	200		100	2000

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности устройства установки на нуль	$\pm 0,25e$
Диапазон установки на нуль (суммарный) устройств установки нуля и слежения за нулём, % от Max, не более	4
Диапазон первоначальной установки нуля, % от Max, не более	20
Показания индикации массы, кг, не более	Max +9e
Диапазон выборки массы тары (Т-), % от Max	от 0 до 100
Пределы допускаемой погрешности при первичной поверке (в эксплуатации) для нагрузки, выраженной в поверочных интервалах (e) весов: - от Min до 500 включ. - св. 500 до 2000 включ. - св. 2000 до Max включ.	$\pm 0,5 (\pm 1,0)$ $\pm 1,0 (\pm 2,0)$ $\pm 1,5 (\pm 3,0)$

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон рабочей температуры индикаторов, °C: - для M0601 - для CI-5010A, МИ ВДА (ВЖА)/12Я, ТИТАН	от -35 до +40 от -10 до +40
Особый диапазон рабочих температур, °C, для ГПУ с датчиками: - типа C16A, C16i - типа QS - типа H8C, DBM14G, BM14G, HM14H1, HM9B	от -50 до +50 от -40 до +40 от -30 до +40

Продолжение таблицы 6

1	2
Электрическое питание от сети переменного тока: - напряжением, В - частотой, Гц	от 195,5 до 253 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	300
Время прогрева весов, мин, не менее	15
Количество весовых платформ	от 1 до 10
Габаритные размеры платформы ГПУ весов, мм: - длина - ширина - высота	от 4000 до 36000 от 500 до 10000 от 200 до 1200
Масса ГПУ весов, кг, не более	35000

Знак утверждения типа

наносится способом наклейки на табличку, закрепленную на ГПУ весов и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы в сборе	исполнение модификации по заказу	1 шт.
Руководство по эксплуатации	САВ.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Весы автомобильные статические САВ. Руководство по эксплуатации» САВ.00.000 РЭ, раздел 8 «Работа с весами».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам автомобильным статическим САВ

ГОСТ OIML R 76-1-2011 Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 № 2818 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы

ТУ 28.29.31.111-001-03121980-2021 Весы автомобильные статические САВ. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОНИКС» (ООО «ОНИКС»)
ИНН 4025456868

Юридический адрес: 249035, Калужская область, г. Обнинск, ул. Долгининская, д.4, кв.125

Адрес: 249031, Калужская область, г. Обнинск, Коммунальный проезд, 12
Тел. 8-980-513-67-33, 8-910-705-01-23

Испытательный центр

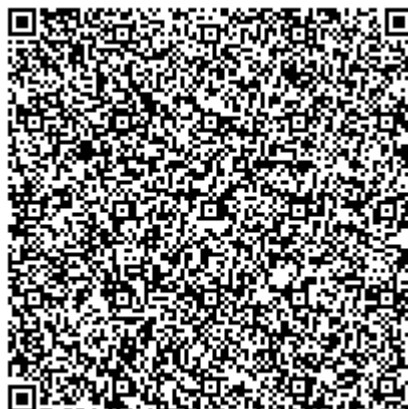
Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие
«Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д. 88, стр. 8

Телефон (факс): 8(495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

Аттестат аккредитации ЗАО КИП «МЦЭ» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311313 от 09.10.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82735-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТИКО-Пластик»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТИКО-Пластик» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) с установленным программным обеспечением (далее – ПО) «Пирамида 2000», сервер сбора данных (далее – СД) с установленным ПО «Пирамида 2000», автоматизированные рабочие места персонала, устройства синхронизации времени УСВ-3 Рег. № 51644-12, УСВ-3 Рег. № 64242-16 (далее – УСВ) и каналообразующую аппаратуру.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер СД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на сервер БД.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД по сети Internet с использованием электронной подписи (ЭП) раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена:

- УСВ (Рег. № 51644-12), принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ (Рег. № 51644-12) обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ (Рег. № 51644-12) более чем на ± 1 с;

- УСВ (Рег. № 64242-16), принимающим сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. УСВ (Рег. № 64242-16) обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера СД. Коррекция часов сервера СД проводится при расхождении часов сервера СД и времени УСВ (Рег. № 64242-16) более чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и времени сервера СД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД и сервера СД отражают время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», установленное на сервере БД и сервере СД, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	не ниже 1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA9 49114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	не ниже 1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0 F6D4A132F	
CalcLosses.dll	не ниже 1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27 E1CA480AC	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	не ниже 1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41 B548D2C83	MD5
ParseBin.dll	не ниже 1.0.0.0	6F557F885B737261328CD778 05BD1BA7	
ParseIEC.dll	не ниже 1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63 D00B0D9F	
ParseModbus.dll	не ниже 1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4 D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	не ниже 1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049 AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	не ниже 1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814 C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	не ниже 1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B35 6A1D1E75	

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, Яч.7	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16 УСВ-3 Рег. № 51644-12	активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
2	РП-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, Яч.6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛ.06-10У3 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,8
						реактивная	±2,6	±5,3
3	ТП-258 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т1	ТТЕ-60 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 73808-19	-	СЭТ-4ТМ.02М.10 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±0,8	±2,7
						реактивная	±2,2	±5,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I = 0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-3 от минус 40°C до плюс 60°C.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСВ-3 на аналогичное утвержденного типа.
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСВ-З, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк.} от 49,5 до 50,5 от -40 до +40 от -40 до +60 от -25 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17) для электросчетчика СЭТ-4ТМ.02М.10 (рег. № 36697-08) - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-З: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 140000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТТЕ-60	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10УЗ	6 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.10	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	2 шт.
Методика поверки	МП СМО-1105-2021	1 экз.
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.881 ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ТИКО-Пластик», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011 от 14.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ВН-Энерготрейд»
(ООО «ВН-Энерготрейд»)
ИНН 5048024231
Адрес: 142304, Московская обл., г. Чехов, ул. Гагарина, д. 19А
Телефон: 8-800-600-40-65, 8 (496) 727-97-57, 8 (496) 727-97-01
Факс: 8 (496) 727-97-01
E-mail: info@vn-energotrade.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.

